



**SKRIPSI - ME 141501**

**PEMODELAN DISTRIBUSI KAPAL LPG PT.  
PERTAMINA UNTUK MEMENUHI RANTAI PASOK  
LPG DI INDONESIA BAGIAN BARAT MENGGUNAKAN  
METODE SIMULASI DISKRIT**

**FAUZAN FIKRI  
NRP 4212 100 112**

**Dosen Pembimbing  
Dr. Eng. Trika Pitana, ST, M.Sc  
Dr. RO Saut Gurning, ST, M.Sc**

**DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017**

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



**FINAL PROJECT - ME 141501**

**DISTRIBUTION OF LPG SHIP MODELLING PT .  
PERTAMINA LPG SUPPLY CHAIN TO FULFILL  
WESTERN OF INDONESIA USING DISCRETE  
SIMULATION METHOD**

Fauzan Fikri  
NRP 4212 100 112

Supervisors  
Dr. Eng. Trika Pitana, ST, M.Sc  
Dr. RO Saut Gurning, ST, M.Sc

DEPARTMENT OF MARINE ENGINEERING  
Faculty of Marine Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## **LEMBAR PENGESAHAN**

### **“PEMODELAN DISTRIBUSI KAPAL LPG PT. PERTAMINA UNTUK MEMENUHI RANTAI PASOK LPG DI INDONESIA BAGIAN BARAT MENGGUNAKAN METODE SIMULASI DISKRIT”**


#### **SKRIPSI**

**Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik pada  
Bidang Studi Marine Reliability, Availability, Maintainability and  
Safety (RAMS)  
Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

**Oleh: FAUZAN FIKRI  
NRP. 4212 100 112**

**Disetujui oleh Pembimbing Skripsi :**

**1. Dr. Eng. Trika Pitana, ST, M.Sc**



( )

**2. Dr. RO Saut Gurning, ST, M.Sc**



( )

**SURABAYA  
JANUARI, 2017**

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## **LEMBAR PENGESAHAN**

### **“PEMODELAN DISTRIBUSI KAPAL LPG PT. PERTAMINA UNTUK MEMENUHI RANTAI PASOK LPG DI INDONESIA BAGIAN BARAT MENGGUNAKAN METODE SIMULASI DISKRIT”**

#### **SKRIPSI**

**Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
pada**

**Bidang Studi Marine Reliability, Availability, Maintainability and  
Safety (RAMS)**

**Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

**Oleh:**

**Fauzan Fikri  
NRP. 4212 100 112**

**Disetujui oleh Kepala Departemen Teknik Sistem Perkapalan**



**Dr. Eng Muhammad Badrus Zaman, S.T., M.T  
NIP. 197708022008011007**

**SURABAYA  
Januari 2017**

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



**“PEMODELAN DISTRIBUSI KAPAL LPG PT.  
PERTAMINA UNTUK MEMENUHIRANTAI PASOK LPG  
DI INDONESIA BAGIAN BARAT MENGGUNAKAN  
METODE SIMULASI DISKRIT”**

**Nama Mahasiswa : Fauzan Fikri**  
**NRP : 4212 100 112**  
**Departemen : Teknik Sistem Perkapalan**  
**Dosen Pembimbing : Dr. Eng. Trika Pitana, ST, M.Sc**  
**Dr. RO Saut Gurning, ST, M.Sc**

**ABSTRAK**

Peran transportasi laut dalam industri maritim Indonesia sangatlah penting, termasuk transportasi kapal yang mengangkut muatan LPG dari kilang untuk didistribusikan ke depot. Data dari Outlook Energi Indonesia yang dikeluarkan oleh Dewan Energi Nasional menunjukkan bahwa kebutuhan LPG tiap tahun terus meningkat dan daerah yang mengalami peningkatan cukup tinggi masih terdapat di daerah Indonesia bagian barat, tepatnya di Pulau Sumatra mengalami peningkatan kebutuhan 3% tiap tahun nya dan Pulau Jawa 3,9% tiap tahun nya. Berdasarkan hasil data yang memperlihatkan kenaikan kebutuhan tersebut, maka upaya untuk memenuhinya diperlukan suatu kajian ulang terhadap pola distribusi kapal yang sesuai dengan data teknis di terminal pelabuhan muat dan pelabuhan bongkar. Pada penelitian ini terdapat batasan tujuan distribusi kapal yang sudah dianggap mewakili daerah Indonesia bagian barat, yaitu ke terminal pelabuhan (depot) Pangkalan Susu, Lampung, dan Tanjung Priuk. Dari data-data yang mempengaruhi pola distribusi kapal, akan digunakan untuk meniru sistem transportasi eksisting yang sebelumnya sedang beroperasi dengan menggunakan metode simulasi diskrit, kemudian mengevaluasinya serta membangun skenario perbaikan dengan variasi jumlah dan ukuran kapasitas kapal agar mendapat pola distribusi yang efektif dan efisien. Dari hasil penelitian ini, didapatkan skenario yang mampu memenuhi kebutuhan masing-masing tujuan terminal pelabuhan dengan studi

kasus selama 5 tahun ke depan dan juga yang memiliki nilai utilitas tinggi. Untuk skema tujuan depot Pangkalan Susu yang membutuhkan 2 juta MT, skenario yang didapat yakni 1 kapal dengan kapasitas angkut 1.500 Metric Ton (MT), 1 kapal 1.950 MT, 1 kapal 970 MT, 1 kapal 1.700 MT, dan 1 kapal 1.400 MT. Skema tujuan depot Lampung yang membutuhkan 825 ribu MT, skenario yang didapat yakni 1 kapal dengan kapasitas angkut 1.500 MT dan 1 kapal 2.500 MT. Lalu untuk skema depot Tanjung Priuk yang membutuhkan 4,7 juta MT, skenario yang didapat yakni 1 kapal kapasitas angkut 9.400 MT, 1 kapal 9.700 MT, dan 1 kapal 6.200 MT.

**Kata Kunci :** Kebutuhan LPG, Simulasi Diskrit, Distribusi Kapal LPG

# **“DISTRIBUTION OF LPG SHIP MODELLING PT . PERTAMINA LPG SUPPLY CHAIN TO FULFILL WESTERN OF INDONESIA USING DISCRETE SIMULATION METHOD”**

**Student Name : Fauzan Fikri**  
**Student ID Number : 4212 100 112**  
**Department : Teknik Sistem Perkapalan**  
**Supervisor : Dr. Eng. Trika Pitana, ST, M.Sc**  
**Dr. RO Saut Gurning, ST, M.Sc**

## **ABSTRACT**

The role of sea transport in Indonesia is very important maritime industry, including in the transportation of ship carrying LPG of refinery for distributed to discharging port in fulfill supply LPG to regions that require. The result of data from the Energy Outlook Indonesia issued by the National Energy Board, mentioned the demand of LPG every year continues to rise, and there is a regions has high increased still at western part of Indonesia, precisely in the Sumatra Island has increased the demands of its 3% every year and Java has increased of 3.9% every year. Based on the results of data showing the increased of the demand, so effort to necessary an assesment for remake case study on the distribution pattern of vesseles with the thechincal data on the loading port and discharging port. In the research, there are limits the purposes of vessels distribution was considered to represent the region western part of Indonesia, that is to terminal port of Pangkalan Susu, Lampung, and Tanjung Priuk. The data has affecting distribution pattern of vessels, will be used to replicate previously existing transport system currently operated by using discrete simulation method, evaluated, and scenario building improvements to variations number and size of the capacity of vessels to get distribution pattern of effective and efficient. The result of this research obtained scenario capable to meet the

demands of each destination terminal port with a case study during the next 5 years and also which has a vessels operating expenses are the most economical. The scheme of purpose terminal port of Pangkalan Susu requiring 2 million MT, a scenario which obtained the 1 vessel of 1.500 MT, 1 vessel of 1.950 MT, 1 vessel of 970 MT, 1 vessel of 1.700 MT and 1 vessel of 1.400 MT; destination of scheme terminal port of Lampung requiring 825 thousand MT, scenarios obtained the 1 vessel of 1.500 MT and 1 vessel of 2.500 MT; and then for scheme terminal port of Tanjung Priuk requiring 4,7 million MT, a scenario which obtained the 1 vessel of 9.400 MT, 1 vessels of 9.700 MT, and 1 vessel of 6.200 MT

**Keywords:** Demand of LPG, Discrete Event Simulation, LPG Vessel Distribution

## KATA PENGANTAR

Alhamdulillahirrabbi'alamiin, puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT atas rahmat dan kasih sayang-Nya serta tak lupa juga shalawat dan salam bagi Nabi Muhammad SAW atas panutan sebagai sebaik-baiknya manusia di muka bumi ini, sehingga pada akhirnya penulis dapat menyelesaikan pengerjaan tugas akhir dengan judul “Pemodelan Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina Untuk Memenuhi Rantai Pasok LPG di Indonesia Bagian Barat Menggunakan Metode Simulasi Diskrit”. Selain itu, tak lupa pada kesempatan kali ini penulis juga menghaturkan rasa terima kasih yang tulus kepada :

1. Kedua orang tua beserta keluarga di rumah, yang senantiasa menjadi penyemangat penulis dalam menatap masa depan kelak, hingga merasa terus semangat dalam melakukan berbagai macam hal, seperti salah satunya dalam melaksanakan tugas akhir ini
2. Bapak Dr. Eng. Trika Pitana, ST, M.Sc dan Dr. RO Saut Gurning, ST, M.Sc atas bimbingan dan kesabarannya yang luar biasa dalam mendidik dan memberikan nasehat-nasehat selama proses pengerjaan tugas akhir ini, semoga Bapak-Bapak senantiasa sehat selalu beserta keluarga. Amiin.
3. Bapak Prof. DR. Ketut Buda Artana S.T, M.Sc selaku Dosen Wali serta pengajar saya, yang setiap melakukan perwalian selalu diberikan dorongan untuk terus berprestasi dalam berbagai macam hal
4. Bapak A.A.B Dinariyana.D.P,ST.MES.Ph.D selaku Kepala Lab RAMS yang selalu mendorong member Lab nya untuk terus produktif dalam beraktifitas
5. Bapak DR. Ir. A.A. Masroeri, M.Eng serta Bapak DR. Made Ariana, S.T , M.Sc yang selalu sabar dalam mendidik dan membimbing saat penulis banyak berkatifitas sebagai Ketua Himpunan dahulu.
6. Bapak Dr. Eng Badruz Zaman, S.T , M. selaku Ketua Jurusan Teknik Sistem Perkapalan saat penulis mengerjakan tugas akhir ini.

7. Seluruh Bapak Dosen Pengajar dan pegawai di JTSP yang selama ini memberikan pelajaran serta motivasi yang sangat berharga baik urusan akademik maupun bukan akademik. Semoga Allah SWT senantiasa memberikan kesehatan beserta seluruh keluarga.
8. Christian Surya dan Aldella Lutiasari dari Teknik Industri angkatan 2012 yang sudah mau mengajarkan tanpa pamrih dan selalu sabar serta mau membantu di saat kebingungan mengerjakan pemodelan.
9. Teman-teman member Lab RAMS yang telah berjuang bersama dan juga teman-teman satu angkatan BISMARCK'12 yang tidak bisa disebutkan satu persatu atas bantuan yang disengaja ataupun tidak dan tak lupa pula yang telah membuat kenangan indah selama masa kuliah di JTSP.
10. Keluarga besar dari organisasi dan komunitas yang pernah saya ikuti, yaitu Pramuka SMPN 16 Bekasi khususnya angkatan 15, Pengurus OSIS "*Belér*" SMAN 2 Bekasi, Pengurus IKREMA "*anak masjid*" SMAN 2 Bekasi, Pengurus HIMASISKAL 2014-2015 "*Kabinet Reformasi*", Tim Sukses Kampanye "*KM ITS Move On*", Penggiat Komunitas "*Teknokrat Muda ITS*", serta yang terakhir saudara-saudara sampai surga penerima beasiswa Rumah Kepemimpinan angkatan 7 "*Heroboyo #7*". Mereka semua telah senantiasa menemani saya dalam mempelajari makna hidup lebih dalam
11. Semua Pihak yang telah memberikan dukungan, bimbingan dan doa kepada penulis yang belum disebutkan diatas.

Penulis menyadari bahwa terdapat banyak kekurangan dalam penulisan tugas akhir ini. Oleh karena itu, penulis mohon ma'af atas segala kekurangan yang ada. Pada akhirnya semoga tugas akhir ini bermanfaat untuk kita semua.

Surabaya, 20 Januari 2017

## DAFTAR ISI

<b>ABSTRAK.....</b>	<b>ix</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>xi</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>xvii</b>
<b>DAFTAR TABEL.....</b>	<b>xix</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	7
1.3 Batasan Masalah .....	8
1.4 Tujuan Skripsi.....	9
1.5 Manfaat.....	9
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>11</b>
2.1 Teori Penunjang .....	11
2.1.1 Teori LPG.....	11
2.2 Jalur Distribusi LPG PT. Pertamina .....	14
2.3 Pemodelan dan Simulasi .....	21
2.3.1 Sistem.....	21
2.3.2 Model .....	22
2.3.3 Simulasi.....	24
2.3.4 Verifikasi dan Validasi Model .....	25
<b>BAB III METODOLOGI.....</b>	<b>27</b>
3.1 Tahap Identifikasi Masalah .....	27
3.1.1 Perumusan Masalah, Penentuan Tujuan dan Batasan Masalah .....	27
3.1.2 Studi Literatur .....	28
3.2 Tahap Pengumpulan Data .....	28
3.3 Pengolahan Data .....	29
3.3.1 Pembuatan Model Simulasi .....	29
3.3.2 Verifikasi dan Validasi.....	29
3.3.3 Eksperimen Existing System .....	29
3.3.4 Eksperimen Skenario Perbaikan.....	30
3.4 Analisis Hasil Intrepretasi Simulasi Model.....	30
3.5 Kesimpulan dan Saran .....	30

<b>BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN.....</b>	<b>33</b>
4.1 Umum.....	33
4.2 Skema Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina Tujuan Depot Pangkalan Susu .....	35
4.2.1 Pengumpulan Data .....	36
4.2.2 Pengolahan Data .....	38
4.2.3 Analisis dan Intrepretasi Hasil Pembuatan Model ....	48
4.2.4 Analisis Biaya.....	56
4.3 Skema Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina Tujuan Depot Lampung.....	64
4.3.1 Pengumpulan Data .....	65
4.3.2 Pengolahan Data .....	66
4.3.3 Analisis dan Intrepretasi Hasil Pembuatan Model ....	72
4.3.4 Analisis Biaya.....	80
4.4 Skema Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina Tujuan Depot Tanjung Priuk.....	85
4.4.1 Pengumpulan Data .....	85
4.4.2 Pengolahan Data .....	87
4.4.3 Analisis dan Intrepretasi Hasil Pembuatan Model ....	91
4.4.4 Analisis Biaya.....	99
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>105</b>
5.1 Kesimpulan .....	105
5.2 Saran.....	108
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>	<b>109</b>
<b>LAMPIRAN .....</b>	<b>111</b>
LAMPIRAN A.....	111
LAMPIRAN B.....	147
LAMPIRAN C.....	179



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Wilayah Konversi Mitan ke LPG.....	1
Gambar 1. 2 Konsumsi Energi Final Sektor Industri.....	2
Gambar 1. 3 Konsumsi Energi Final Sektor Komersial.....	3
Gambar 1. 4 Konsumsi Energi Final Sektor Rumah Tangga.....	3
Gambar 1. 5 Proyeksi Kebutuhan Energi Final berdasarkan Jenis Energi di Sumatera.....	4
Gambar 1. 6 Proyeksi Kebutuhan Energi Final berdasarkan Jenis Energi di Jawa.....	4
Gambar 1. 7 Pola Distribusi LPG.....	5
Gambar 1. 8 <i>Storage and Supply</i> LPG PT. Pertamina Indonesia Bagian Barat.....	6
 Gambar 2. 1 Pola Distribusi LPG.....	 15
Gambar 2. 2 Kilang LPG di Dumai .....	15
Gambar 2. 3 Proses Transfer Muatan di Titik <i>Ship to Ship</i> .....	17
Gambar 2. 4 Depot LPG Tanjung Priuk .....	17
Gambar 2. 5 Kapal LPG PT. Pertamina .....	20
 Gambar 3. 1 <i>Flowchart</i> Metodologi Penelitian .....	 31
 Gambar 4. 1 Skema Pola Operasi Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina di Indonesia Bagian Barat.....	 33
Gambar 4. 2 Peta Wilayah Skema Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina Tujuan Depot Pangkalan Susu.....	35
Gambar 4. 3 Model Konseptual Skema Depot Pangkalan Susu .	39
Gambar 4. 4 Langkah-langkah Input Analyzer .....	40
Gambar 4. 5 Model Eksisting Depot Pangkalan Susu menggunakan <i>Software</i> .....	42
Gambar 4. 6 Hasil Verifikasi Model Simulasi Skema Depot Pangkalan Susu.....	43
Gambar 4. 7 Grafik <i>Inventory Level</i> Stok LPG Eksisting di Depot Pangkalan Susu.....	50
Gambar 4. 8 Grafik <i>Inventory Level</i> Stok Skenario 1 di Depot Pangkalan Susu.....	52

Gambar 4. 9 Grafik <i>Inventory Level</i> Stok LPG Skenario 2 di Depot Pangkalan Susu .....	54
Gambar 4. 10 Grafik <i>Inventory Level</i> Stok LPG Skenario 3 di Depot Pangkalan Susu .....	56
Gambar 4. 11 Peta Wilayah Skema Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina Tujuan Depot Lampung.....	64
Gambar 4. 12 Model Konseptual Skema Depot Lampung.....	67
Gambar 4. 13 Model Eksisting Depot Lampung menggunakan <i>Software Arena 14</i> . ....	69
Gambar 4. 14 Hasil Verifikasi Model Simulasi Skema Depot Lampung.....	70
Gambar 4. 15 Grafik <i>Inventory Level</i> Stok LPG Eksisting di Depot Lampung.....	74
Gambar 4. 16 Grafik <i>Inventory Level</i> Stok Skenario 1 di Depot Lampung.....	76
Gambar 4. 17 Grafik <i>Inventory Level</i> Stok Skenario 2 di Depot Lampung.....	78
Gambar 4. 18 Grafik <i>Inventory Level</i> Stok Skenario 3 LPG di Depot Lampung.....	80
Gambar 4. 19 Peta Wilayah Skema Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina Tujuan Depot Tanjung Priuk.....	85
Gambar 4. 20 Model Eksisting Depot Tanjung Priuk Menggunakan <i>Software</i> .....	89
Gambar 4. 21 Hasil Verifikasi Model Simulasi Skema Depot Tanjung Priuk.....	90
Gambar 4. 22 Grafik <i>Inventory Level</i> Stok Eksisting di Depot Tanjung Priuk.....	93
Gambar 4. 23 Grafik <i>Inventory Level</i> Stok Skenario 1 di Depot Tanjung Priuk.....	95
Gambar 4. 24 Grafik <i>Inventory Level</i> Stok Skenario 2 di Depot Tanjung Priuk.....	97
Gambar 4. 25 Grafik <i>Inventory Level</i> Stok Skenario 3 di Depot Tanjung Priuk.....	99

## DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Tabel Perbandingan Bahan Bakar.....	12
Tabel 2. 2 Identifikasi Jenis Kapal LPG.....	21
Tabel 4. 1 Identifikasi <i>Loading Port</i> Tanjung Uban.....	36
Tabel 4. 2 Identifikasi <i>Discharging Port</i> Pangkalan Susu.....	37
Tabel 4. 3 Jarak Kilang Tanjung Uban – Depot Pangkalan Susu.....	37
Tabel 4. 4 Operasi Kapal Kondisi Eksisting Pangkalan Susu.....	38
Tabel 4. 5 Distribusi Data Keseluruhan Aktivitas Skema Pola Distribusi Eksisting Depot Pangkalan Susu.....	41
Tabel 4. 6 Jumlah muatan LPG yang dipasok secara riil dan simulasi Depot Pangkalan Susu.....	44
Tabel 4. 7 Penentuan Validasi Model Depot Pangkalan Susu ....	45
Tabel 4. 8 Hasil Simulasi Depot Pangkalan Susu dengan Replikasi Awal sebanyak 12 kali.....	47
Tabel 4. 9 Hasil Simulasi Eksisting PangkalanSusu .....	49
Tabel 4. 10 Hasil Simulasi Skenario Perbaikan 1 Depot Pangkalan Susu.....	51
Tabel 4. 11 Hasil Simulasi Skenario 2 Depot Pangkalan Susu ...	53
Tabel 4. 12 Hasil Simulasi Skenario 3 Depot Pangkalan Susu ...	55
Tabel 4. 13 Biaya Bahan Bakar Kapal Sesuai Jenisnya .....	57
Tabel 4. 14 Penggunaan Bahan Bakar per Hari Skema Depot Pangkalan Susu.....	58
Tabel 4. 15 Total Waktu Operasi Kapal Selama 5 Tahun Skema Depot Pangkalan Susu.....	60
Tabel 4. 16 Total Perhitungan Biaya Bahan Bakar per Kapal Skema Depot Pangkalan Susu.....	60
Tabel 4. 17 Total Perhitungan Biaya Sewa Kapal Skema Depot Pangkalan Susu.....	61
Tabel 4. 18 Hasil Perhitungan Biaya Sandar Kapal Skema Depot Pangkalan Susu.....	62
Tabel 4. 19 Total Biaya Pengapalan Skema Depot Pangkalan Susu.....	63
Tabel 4. 20 Identifikasi <i>Loading Port</i> STS Teluk Semangka ....	65
Tabel 4. 21 Identifikasi <i>Discharging Port</i> Depot Lampung .....	65
Tabel 4. 22 Jarak STS Teluk Semangka – Depot Lampung .....	65

Tabel 4. 23 Operasi Kapal Kondisi Eksisting Depot Lampung ..	66
Tabel 4. 24 Distribusi Data Keseluruhan Aktivitas Skema Pola Distribusi Eksisting Depot Lampung .....	68
Tabel 4. 25 Penentuan validasi Model Depot Lampung .....	70
Tabel 4. 26 Hasil Simulasi Eksisting Skema Depot Lampung ...	72
Tabel 4. 27 Hasil Simulasi Skenario Perbaikan 1 Depot Lampung .....	75
Tabel 4. 28 Hasil Simulasi Skenario Perbaikan 2 di Depot Lampung.....	77
Tabel 4. 29 Hasil Skenario Perbaikan 3 di Depot Lampung .....	79
Tabel 4. 30 Penggunaan Bahan Bakar per Hari Skema .....	81
Tabel 4. 31 Total Waktu Operasi Kapal Selama 5 Tahun Skema Depot Lampung.....	82
Tabel 4. 32 Total Perhitungan Biaya Bahan Bakar per Kapal Skema Depot Lampung.....	82
Tabel 4. 33 Total Perhitungan Biaya Sewa Kapal Skema Depot Lampung.....	82
Tabel 4. 34 Total Perhitungan Biaya Sandar Kapal Skema Depot Lampung.....	83
Tabel 4. 35 Total Biaya Operasional Kapal Skema Depot Lampung.....	83
Tabel 4. 36 Identifikasi <i>Loading Port</i> STS Teluk Semangka ....	86
Tabel 4. 37 Identifikasi <i>Discharging Port</i> Depot Tanjung Priuk	86
Tabel 4. 38 Jarak STS Teluk Semangka – Depot Tanjung Priuk	86
Tabel 4. 39 Operasi Kapal Kondisi Eksisting Depot Tanjung Priuk.....	87
Tabel 4. 40 Distribusi Data Keseluruhan Aktivitas Skema Pola Distribusi Eksisting Depot Tanjung Priuk.....	88
Tabel 4. 41 Penentuan Validasi Model Depot Tanjung Priuk ....	90
Tabel 4. 42 Hasil Simulasi Eksisting Skema Depot Tanjung Priuk .....	92
Tabel 4. 43 Hasil Simulasi Skenario Perbaikan 1 Depot Tanjung Priuk.....	94
Tabel 4. 44 Hasil Simulasi Skenario Perbaikan 2 Depot Tanjung Priuk.....	96
Tabel 4. 45 Hasil Simulasi Skenario Perbaikan 3 .....	98
Tabel 4. 46 Penggunaan Bahan Bakar per Hari Skema Depot Tanjung Priuk.....	100

Tabel 4. 47 Total Waktu Operasi Kapal Selama 5 Tahun Skema Depot Tanjung Priuk .....	101
Tabel 4. 48 Total Perhitungan Biaya Bahan Bakar per Kapal Skema Skema Depot Tanjung Priuk .....	102
Tabel 4. 49 Total Perhitungan Biaya Sewa Kapal Depot Tanjung Priuk .....	102
Tabel 4. 50 Total Perhitungan Biaya Sandar Kapal Skema Depot Tanjung Priuk .....	103
Tabel 4. 51 Total Biaya Operasional Kapal Skema Depot Tanjung Priuk .....	104
 Tabel 5. 1 Variasi Sistem.....	105
Tabel 5. 2 Nilai Utitlitas dari Skenario 4 Depot Pangkalan Susu .....	106
Tabel 5. 3 Nilai Utitlitas dari Skenario 4 Depot Lampung .....	107
Tabel 5. 4 Nilai Utitlitas dari Skenario 1 Depot Tanjung Priuk	107

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Indonesia yang merupakan salah satu negara berkembang memiliki permasalahan pada subsidi dan ketersediaan bahan bakar minyak serta gas. Karena subsidi serta keterbatasan energi bahan bakar minyak yang kian mencekik, maka lahirlah kebijakan pemerintah pada tahun 2007 untuk mengkonversi sumber energi dari minyak tanah menjadi gas (LPG). Daerah yang menjadi target konversi tersebut dijelaskan pada Gambar 1.1

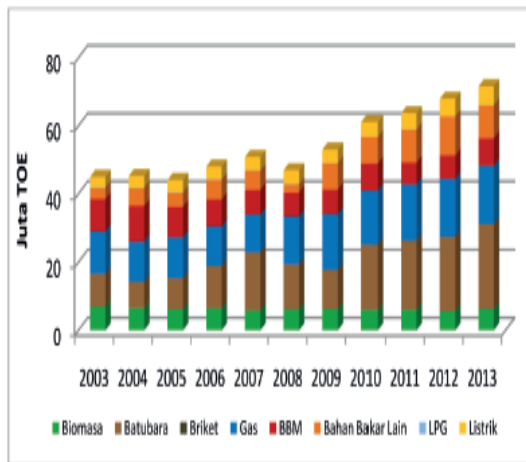


**Gambar 1. 1** Wilayah Konversi Mitan ke LPG

Permasalahan pemerintah pada umumnya dan dalam hal ini PT. Pertamina pada khususnya tidak hanya selesai pada konversi minyak tanah menjadi gas serta mengeluarkan solusi LPG 3 Kg saja saat itu. Terdapat permasalahan teknis yang mendasar agar dapat menyukkseskan program tersebut yaitu pendistribusian dan utamanya distribusi LPG dari hulu dengan jarak yang jauh menggunakan moda transportasi kapal. Permasalahan distribusi erat kaitanya dengan permintaan (*demand*) dari para konsumen itu sendiri.

Berdasarkan data yang didapat dari Outlook Energi Indonesia 2014 yang dikeluarkan oleh Dewan Energi Nasional, menyebutkan bahwa kebutuhan akan energi pada umumnya dan LPG pada khususnya masih erat kaitanya dengan faktor pembangunan pada suatu daerah. Pembangunan yang dimaksud yaitu sektor industri, komersial dan rumah tangga.

Pada sektor Industri, data yang tertera pada grafik di Gambar 1.2 menjelaskan kebutuhan LPG mengalami kenaikan sebesar 1,5 % per tahun.

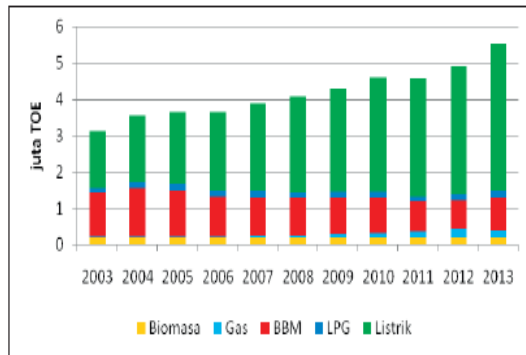


Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

**Gambar 1. 2** Konsumsi Energi Final Sektor Industri



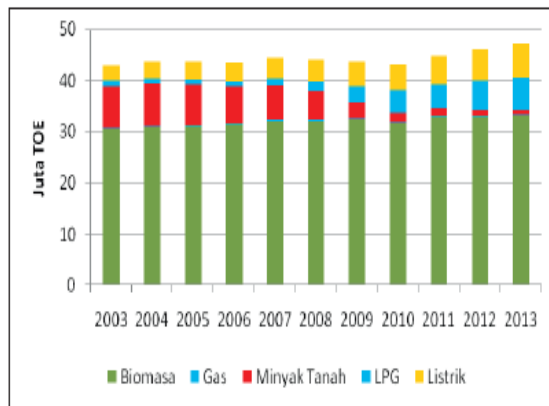
Pada sektor komersial, pada grafik di Gambar 1.3 memperlihatkan mengalami peningkatan kebutuhan LPG sebesar 3 % per tahun



Sumber: Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

**Gambar 1. 3** Konsumsi Energi Final Sektor Komersial

Pada sektor rumah tangga, pada grafik di Gambar 1.4 memperlihatkan mengalami peningkatan yang cukup signifikan bila dibandingkan dengan sektor lainnya yaitu 20,7 % per tahun.

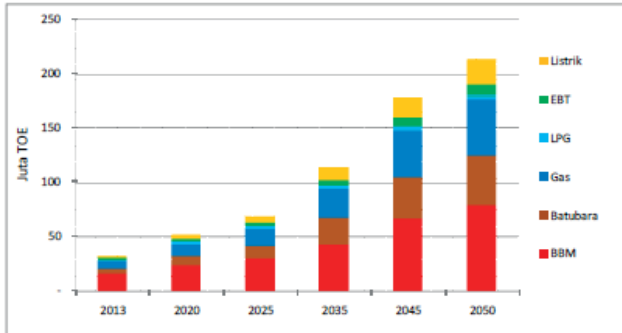


Sumber: Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

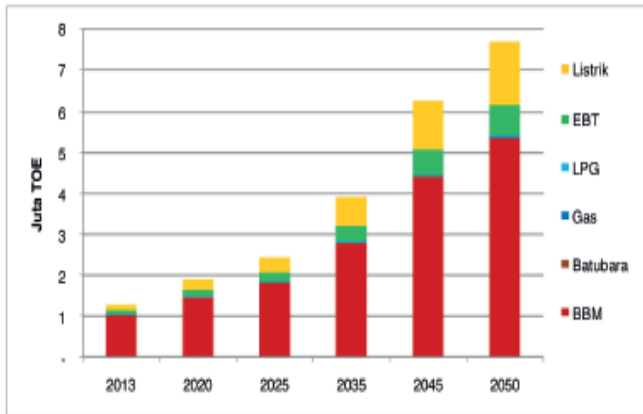
**Gambar 1. 4** Konsumsi Energi Final Sektor Rumah Tangga

Pembangunan Indonesia masih memperlihatkan ketimpangan dan condong pada daerah Indonesia bagian barat, secara khusus

dapat disebut Pulau Jawa dan Sumatera (*Mandala Harefa, 2010*). Hal tersebut jelas mengindikasikan kebutuhan akan energi condong pula pada daerah tersebut, utamanya untuk LPG adalah sektor rumah tangga yang mempunyai peranan utama.



**Gambar 1. 5** Proyeksi Kebutuhan Energi Final berdasarkan Jenis Energi di Sumatera

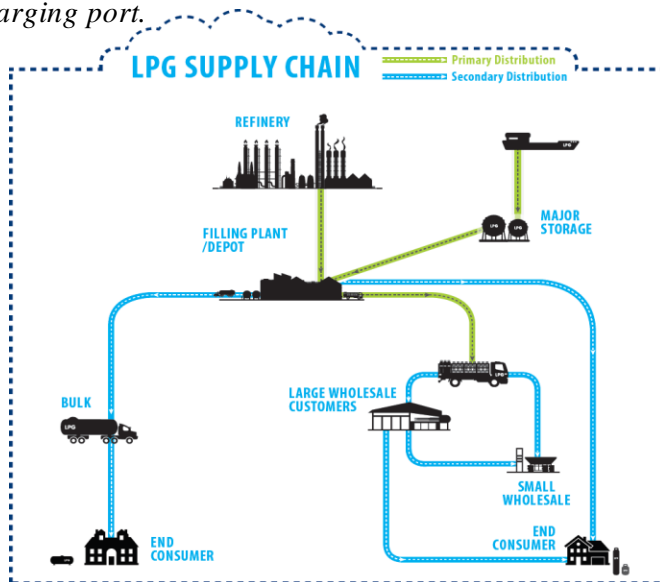


**Gambar 1. 6** Proyeksi Kebutuhan Energi Final berdasarkan Jenis Energi di Jawa

Berdasar data dari Outlook Energi Indonesia yang dikeluarkan oleh Dewan Energi Nasional seperti Gambar 1.5 dan 1.6, menyebutkan bahwa di Jawa akan mengalami peningkatan sebesar 3,9% per tahun, dan di Sumatera sebesar 3 % per tahun,

kedua pulau tersebut jelas memiliki permintaan yang lebih tinggi bila dibandingkan daerah lain.

Antara *demand* dan *supply* sangat erat kaitannya dengan *supply chain* atau rantai pasok LPG itu sendiri. Berikut *supply chain* dan pola distribusi LPG secara umum dapat dilihat pada Gambar 1.7. Namun pada penelitian kali ini memiliki fokus untuk memenuhi rantai pasok bagian hilir saja, artinya fokus pada distribusi kapal LPG yang beroperasi dari *loading port* menuju *discharging port*.



**Gambar 1. 7** Pola Distribusi LPG

Pada penelitian ini pula terminal pelabuhan yang sudah dianggap mewakili daerah Indonesia bagian Barat dapat dilihat pada Gambar 1.8



**Gambar 1. 8** *Storage and Supply* LPG PT. Pertamina Indonesia Bagian Barat

Untuk memenuhi kebutuhan akan permintaan LPG yang cukup tinggi di daerah Indonesia bagian barat seperti yang sudah disebutkan sebelumnya, maka perlu dilakukan kajian ulang dengan studi kasus selama 5 tahun ke depan untuk mendapatkan perancangan distribusi yang optimal, dalam hal ini memiliki fokus pada bagian distribusi Kapal LPG dari *Loading Port* menuju *Discharging Port*. Kajian tersebut memiliki tujuan pula untuk tetap mempertahankan biaya operasi angkutan laut yang ekonomis. Dengan kerangka berfikir demikian, sebuah simulasi pemodelan distribusi Kapal LPG PT. Pertamina yang sesuai perlu dilakukan dengan riset awal berupa *literature review*, guna mengidentifikasi dan menganalisa seluruh *variable* yang secara utuh dan fungsional yang berpengaruh pada proses desain pemodelan tersebut. Pemodelan ini menggunakan metode simulasi diskrit.. Simulasi itu sendiri merupakan suatu proses meniru dengan merancang model dari suatu sistem nyata dan pelaksanaan eksperimen dengan model ini bertujuan untuk memahami dan menganalisa tingkah laku sistem baik dari segi entitas, *resource*, aktivitas, dan kontrol yang nantinya akan dijadikan pertimbangan untuk pengembangan dan membangun skenario perbaikan sistem itu sendiri. Model simulasi akan dijadikan sebuah *tool* untuk penentuan jumlah dan kapasitas kapal dalam penelitian ini

## 1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan pada tugas akhir ini meliputi:

1. Bagaimana menentukan identifikasi variabel yang dibutuhkan untuk melakukan pemodelan pola distribusi kapal LPG PT. Pertamina ?
2. Bagaimana menentukan skenario pemodelan pola distribusi kapal dengan menggunakan metode simulasi diskrit dalam rangka mendistribusikan muatan LPG dari *loading port* menuju *discharging port* agar peningkatan kebutuhan pada daerah Indonesia bagian barat dapat terpenuhi ?
3. Bagaimana analisis hasil pemodelan pola distribusi kapal yang efektif dan efisien dengan tetap memperhatikan biaya operasi angkutan laut yang ekonomis ?

### 1.3 Batasan Masalah

Terdapat beberapa pokok bahasan yang dibatasi guna memperjelas dan memfokuskan masalah yang akan dibahas, antarlain sebagai berikut :

1. Kebutuhan rantai pasok LPG di Indonesia Barat yang dimaksud yaitu kebutuhan pada :
  - a) Depot Pangkalan Susu
  - b) Depot Lampung
  - c) Depot Tanjung Priuk
2. Pemodelan yang dibuat adalah evaluasi dari pola distribusi kapal baik jumlah dan ukuran LPG PT.Pertamina pada kondisi eksisting dengan rute :
  - a) Kilang Tanjung Uban – Depot Pangkalan Susu
  - b) STS Teluk Semangka – Depot Lampung
  - c) STS Teluk Semangka – Depot Tanjung Priuk
3. Pemodelan Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina pada penelitian digunakan untuk studi kasus kebutuhan 5 tahun ke depan sampai tahun 2020
4. Pemodelan Distribusi Kapal LPG ini menggunakan kapal LPG PT. Pertamina yang saat ini dioperasikan dalam proses pendistribusian LPG
5. Muatan LPG yang diangkut berisi komposisi 50% Butana dan 50% Propana
6. Data teknis yang digunakan pada pelabuhan muat dan bongkar bersumber dari data PT. Pertamina Perkapalan.

## **1.4 Tujuan Skripsi**

Tujuan yang ingin dicapai dari skripsi ini antara lain:

1. Untuk menentukan identifikasi variabel yang mempengaruhi pemodelan pola distribusi kapal LPG PT. Pertamina
2. Untuk menentukan skenario pemodelan pola distribusi kapal dengan menggunakan metode simulasi diskrit dalam rangka mendistribusikan muatan LPG dari *loading port* menuju *discharging port* agar peningkatan kebutuhan pada daerah Indonesia bagian barat dapat terpenuhi
3. Untuk mendapatkan analisis hasil berupa jumlah dan ukuran kapal LPG PT. Pertamina yang efektif dan efisien dengan operasi angkutan kapal yang ekonomis

## **1.5 Manfaat**

Secara umum dari penelitian yang ditulis ini diharapkan agar menjadi bahan kajian serta rekomendasi bagi berbagai pihak yang memerlukan baik dari Pemerintah, BUMN yang dalam hal ini PT.Pertamina sebagai pelaksana distribusi LPG, ataupun pihak-pihak lainnya. Adapun manfaat yang sekiranya didapat dalam penulisan ini antara lain :

1. Memberikan rekomendasi mengenai bentuk solusi perancangan distribusi yang optimal untuk memenuhi rantai pasok LPG di Indonesia bagian barat
2. Memberikan pilihan dalam hal opsi penugasan kapal dalam pendistribusian LPG di Indonesia bagian barat
3. Secara tidak langsung memberikan solusi agar terciptanya ketersediaan ketahanan pasokan LPG Nasional khususnya daerah Indonesia bagian barat yang memiliki kebutuhan tinggi

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*



## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **2.1 Teori Penunjang**

##### **2.1.1 Teori LPG**

Berasal dari pelafalan bahasa Inggris LPG yang merupakan kependekan dari Liquified Petroleum Gas, secara harfiah diartikan sebagai gas minyak bumi yang dicairkan. Ia adalah campuran dari berbagai unsur hidrokarbon, yang berasal dari gas alam. Gas bisa berubah menjadi cair, bila tekanan ditambah dan suhu di sekitarnya diturunkan. Komponennya LPG didominasi propana ( $C_3H_8$ ) dan butana ( $C_4H_{10}$ ). Dalam kondisi tekanan atmosfer bumi (1 atm), LPG akan berbentuk gas.

Dalam kondisi atmosfer, LPG akan berbentuk gas. Volume LPG dalam bentuk cair lebih kecil dibandingkan dalam bentuk gas untuk berat yang sama. Karena itu LPG dipasarkan dalam bentuk cair dalam tabung-tabung logam bertekanan. Untuk memungkinkan terjadinya ekspansi panas (thermal expansion) dari cairan yang dikandungnya, tabung LPG tidak diisi secara penuh, hanya sekitar 80-85% dari kapasitasnya.

##### ➤ Spesifikasi LPG

Menurut spesifikasinya, LPG dibagi menjadi tiga jenis yaitu LPG campuran, LPG propana, dan LPG butana. Spesifikasi masing-masing LPG tercantum dalam keputusan Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi Nomor: 25K/36/DDJM/1990. LPG butana dan LPG mix biasanya dipergunakan oleh masyarakat umum untuk bahan bakar memasak, sedangkan LPG propana biasanya dipergunakan di industri-industri sebagai pendingin, bahan bakar pemotong, dan lainnya. LPG yang dipasarkan PT. Pertamina adalah LPG campuran atau LPG mix.

### ➤ Sifat LPG

LPG memiliki sifat antara lain sebagai berikut :

- Cairan dan gas nya sangat mudah terbakar
- Gas tidak beracun, tidak berwarna dan biasanya berbau menyengat
- Gas dikirimkan sebagai cairan yang bertekanan di dalam tangki atau silinder
- Cairan dapat menguap jika dilepas dan menyebar dengan cepat
- Gas ini lebih berat dibandingkan udara sehingga akan banyak menempati daerah yang rendah
- LPG mempunyai pembakaran yang lebih sempurna, seperti diperlihatkan pada tabel dibawah. Perbandingan beberapa bahan bakar untuk memasak sebagai berikut :

**Tabel 2. 1** Tabel Perbandingan Bahan Bakar

Bahan Bakar	Daya Pemanasan (Kcal/Kg)	Effisiensi Apparatus (%0	Daya Panas Bermanfaat (Kcal/Kg)
Kayu Bakar	4000	15	600
Arang	8000	15	1200
Minyak Tanah	10479	40	4192
LPG	11255	53	5965

Sumber : [www.migas.esdm.go.id](http://www.migas.esdm.go.id)

### ➤ Macam-macam LPG

Berdasarkan cara pencairannya, LPG dibedakan menjadi dua, yaitu

- **LPG Pressurized**  
Adalah LPG yang dicairkan dengan cara ditekan ( $4-5 \text{ kg/cm}^2$ ). LPG jenis ini disimpan dalam tabung atau tangki khusus bertekanan. LPG jenis inilah yang banyak digunakan dalam berbagai aplikasi di

rumah tangga dan industri, karena penyimpanan dan penggunaannya tidak memerlukan handling khusus seperti LPG Refrigerated

- *LPG Refrigerated*

Adalah LPG yang dicairkan dengan cara didinginkan (titik cair Propana  $-42^{\circ}\text{C}$ , dan titik cair Butana  $-0.5^{\circ}\text{C}$ ). LPG jenis ini umum digunakan untuk mengapalkan LPG dalam jumlah besar (misalnya, mengirim LPG dari negara Saudi Arabia ke Indonesia). Dibutuhkan tangki penyimpanan khusus yang harus didinginkan agar LPG tetap dapat berbentuk cair serta dibutuhkan proses khusus untuk mengubah LPG Refrigerated menjadi LPG Pressurized.

➤ **Penggunaan LPG**

M. Akretche Said dan M. Houghlaoune Samid dalam salah satu jurnalnya membagi kegunaan LPG dalam 4 sektor, yaitu:

- **Sektor Perumahan**

Digunakan sebagai bahan bakar alat dapur terutama kompor gas. Selain itu LPG juga dapat digunakan sebagai bahan bakar pemanas ruangan pada daerah yang bersuhu cukup dingin. Daya pemanasnya dapat digunakan sebagai pembangkit alat pemanas ruangan. Sebagai pemanas air pada kamar mandi LPG bekerja cukup handal. Dengan daya pemanas sebesar 60%, pemakaian LPG di kamar mandi akan lebih hemat dan efisien dibandingkan energi pemanas lainnya. Gas LPG dapat pula digunakan sebagai alat penerangan, pengganti lampu tempel berbahan bakar minyak tanah. Keuntungan yang dapat diperoleh adalah LPG yang tidak mengeluarkan asap pembakar menjadikan dinding rumah tetap bersih.

- **Sekot Industri**

Gas LPG dominan dipakai untuk industri keramik. Digunakan sebagai alat bantu menyemprotkan cat keramik serta sebagai bahan bakar pemanas agar keramik cepat mengering dan terbentuk sebagai diharapkan. Gas LPG melalui pemanasannya yang sempurna, akan lebih irit penggunaan bahan bakarnya, dibandingkan dengan bahan bakar minyak tanah atau kayu bakar secara material. Selain itu pada industri kosmetik gas LPG dominan dipakai sebagai alat penekan pada industri yang menghasilkan produk seperti deodorant, minyak wangi spray, alat komestik spray, dan semacamnya.

- **Sektor Pertanian dan Peternakan**

Khususnya untuk peternakan (penyiapan makanan, pencahayaan dan AC dari kandang ternak, pemanasan dari inkubator, pengeringan biji-bijian, pemanasan rumah kaca, disinfeksi tanah

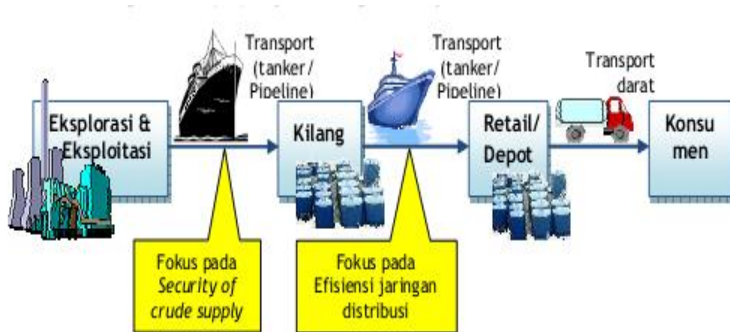
- **Sektor Transportasi**

Sebagai bahan bakar substitusi dalam kendaraan (mesin kendaraanya harus dimodifikasi terlebih dahulu). LPG dapat digunakan sebagai tenaga penggerak pengganti bahan bakar bensin yang semakin menipis persediannya dan semakin mahal harganya belakangan ini. Dengan menggunakan bahan bakar gas LPG, biaya produksi dapat ditekan serendah mungkin sehingga daya saing hasil produksi di pasaran menjadi lebih tajam dibandingkan sebelumnya.

## **2.2 Jalur Distribusi LPG PT. Pertamina**

Seperti yang tertulis pada pembahasan awal, bahwa distribusi sangat erat kaitanya dengan permintaan (*demand*) produk LPG itu sendiri. Berangkat dari permintaan produk maka munculah sebuah rantai pasok atau yang biasa diketahui

dengan sebutan *supply chain*, dimana dalam rantai pasok terdiri dari mata rantai yang saling berkesinambungan



**Gambar 2. 1** Pola Distribusi LPG

### ➤ Kilang LPG



**Gambar 2. 2** Kilang LPG di Dumai

Kilang LPG (LPG refinery) adalah pabrik/fasilitas industri yang mengolah minyak mentah atau gas alam menjadi produk petroleum gas berupa propana ( $C_3H_8$ ) dan butana ( $C_4H_{10}$ ) yang kemudian harus diolah lagi menjadi

produk LPG yang menjadi bahan baku bagi industri petrokimia ataupun kebutuhan rumah tangga. Kilang LPG terdiri dari fasilitas industri yang sangat kompleks dengan berbagai jenis peralatan proses dan fasilitas pendukungnya. Selain itu, pembangunannya juga membutuhkan biaya yang sangat besar. Pembangunan suatu kilang LPG harus berlokasi pada tempat yang mudah dijangkau oleh alat transportasi seperti mobil, truk, ataupun kapal.

Hal di atas bertujuan agar proses distribusi LPG bisa terlaksana dengan lancar, sehingga pasokan LPG dari kilang itu bisa memenuhi kebutuhan masyarakat sehingga mampu memenuhi fungsi Security Of Supply. Pada umumnya suatu kilang LPG (LPG Plant) memiliki fasilitas pelabuhan laut khusus dan terminal muat untuk truk-truk pengangkut LPG. Selain sebagai fungsi distribusi, fungsi perawatan (maintenance) juga harus dipertimbangkan, agar kilang mudah diakses darimana saja dalam hal kepentingan untuk proses perawatan (maintenance) kilang tersebut. Hal ini bertujuan agar kegiatan produksi kilang LPG dapat berjalan secara berkelanjutan (continues) demi pemenuhan kapasitas produksi kilang tersebut.

Pada pembahasan penelitian ini terdapat satu lokasi pengolahan LPG Pertamina yang existing saat ini sekaligus digunakan sebagai *loading port* pada penelitian ini, yaitu Kilang Tanjung Uban

#### ➤ Titik *Ship to Ship*

Titik *Ship to Ship* adalah titik dimana terjadi transfer kargo antara kapal yang berlayar di laut. Kargo yang biasanya ditransfer melalui metode STS termasuk minyak mentah, gas cair (LPG atau LNG), kargo curah, dan produk minyak lainnya. STS ini terdiri dari satu kapal yang berukuran besar sebagai titik yang dapat pula disebut *Loading Port*. Pada

penelitian kali ini, muatan yang ditransfer yaitu muatan LPG, dengan STS yang dipakai yaitu STS Teluk Semangka serta Kapal Pertamina Gas 1 yang menjadi *Loading Port* nya.



**Gambar 2. 3** Proses Transfer Muatan di Titik *Ship to Ship*

#### ➤ Depot LPG

Depot LPG atau LPG Storage adalah suatu tempat penyimpanan LPG yang berasal dari kilang sementara dalam proses logistik LPG dan penjualan gas LPG secara grosir kepada konsumen industri atau agen-agen LPG sebelum didistribusikan langsung ke masyarakat dalam bentuk eceran.



**Gambar 2. 4** Depot LPG Tanjung Priuk

Suatu Depot LPG terdiri dari beberapa komponen alat yang menunjang agar gas LPG tetap berada dalam bentuk cair (liquid).Alat-alat tersebut antara lain:

- a. LPG Transfer Pump / Compressor, yaitu alat untuk menaikkan tekanan udara sehingga gas LPG dapat dengan mudah dikondensasi.
- b. LPG Vaporizers, yaitu alat untuk menguapkan LPG.
- c. Pressure Reducing Station, yaitu alat untuk mengurangi tekanan dalam tangki LPG.
- d. Emergency Shut Off Valve, yaitu katup untuk memutuskan aliran LPG jika terjadi kondisi bahaya.
- e. Gas Leak Detection System, yaitu suatu sistem untuk mendeteksi adanya kebocoran gas LPG.
- f. Water Sprinkler System, yaitu sebuah sistem proteksi kebakaran aktif ukuran, terdiri dari sistem suplai air, memberikan tekanan yang memadai dan laju aliran pada sistem pipa distribusi air, ke mana alat penyiram api terhubung.
- g. Rochester Gauge / Rotogauge, yaitu alat untuk mengukur volume LPG dalam suatu tangki.
- h. Excess Flow Check Valve, yaitu katup penutup/pembuka lubang udara jika terjadi kelebihan arus gas yang berlebihan.

Pada umumnya, depot LPG terletak di daerah pantai atau berdekatan dengan akses laut/sungai. Hal ini dikarenakan agar depot tersebut dapat dijangkau oleh kapal laut yang memuat LPG untuk dapat melakukan kegiatan bongkar muat di depot dengan mudah.

Agar depot dapat diakses oleh kapal laut, maka depot harus memiliki fasilitas LPG terminal. Suatu LPG terminal harus berfungsi sebagai penerima, penyimpanan, pencampuran sebagian, dan pendistribusian gas LPG. Oleh karena itu, LPG terminal berisi antara lain :

- a. LPG Unloading System (termasuk jetty dan berth)



LPG ditransfer ke onshore tangki LPG dengan menggunakan pompa kapal.

b. LPG Storage Tanks

Dua atau lebih tangki di daratan digunakan untuk menerima dan mensortir LPG, melewati terminal dengan single tank. Reduksi biaya dilakukan dengan meminimalkan jumlah tangki serta memaksimalkan daya tampungnya.

c. Vapour Handling System

Pada operasi standar, boil-off vapor diproduksi di tangki dan liquid-filled lines oleh transfer panas dari sekitarnya. Sebuah Boil-Off Gas (BOG) recondenser juga diperlukan, dimana berguna untuk me-recover BOG sebagai produk dan menyediakan surge capacity untuk pompa LPG tahap 2. Sistem baru yang digunakan adalah menggunakan tekanan 0.9 MPa oleh kompresor bertekanan rendah dan pencairan menggunakan LPG sebagai pencampur. Karena tekanan sistem pencairan BOG dinaikkan bersamaan dengan tekanan keluaran maka sistem ini dapat menghemat 30-60% dibandingkan menggunakan conventional high-pressure system. Sistem ini mengadopsi teknologi Cold Energy Storage (CES) untuk mencairkan BOG pada volume konstan dibawah fluktuasi dari LPG pada flow rate keseharian.

d. LPG Vaporizers

Fasilitas LPG terminal memiliki multiple parallel operating vaporizer with spares, yakni :

1. Open rack vaporizers dan menggunakan air laut untuk memanaskan dan menguapkan LPG.
2. Submerged Combustion Vaporizer (SCV) menggunakan sendout gas sebagai bahan bakar

untuk membakar, dan menyediakan panas penguapan.

Pada pembahasan penelitian ini terdapat Sembilan lokasi penyimpanan LPG Pertamina yang existing saat ini sekaligus digunakan sebagai *discharging port*, antara lain :

1. Pangkalan Susu
2. Lampung
3. Tanjung Priok

#### ➤ Angkutan LPG

Moda transportasi yang biasa digunakan untuk menyatukan (integrasi) keseluruhan mata rantai industri migas adalah berupa moda angkutan darat, pipa maupun angkutan kapal. Dari ketiganya, maka moda angkutan kapal merupakan moda yang paling efisien, baik ditinjau dari biaya maupun fleksibilitasnya. Moda angkutan laut menjadi lebih penting lagi, mengingat bahwa jarak yang memisahkan antara sumber minyak mentah dan pengolahan minyak, ataupun jarak antara pengolahan minyak dengan daerah konsumen, cukup jauh dan biasanya dipisahkan oleh laut yang luas (Wiralaksana, 2010).



**Gambar 2. 5** Kapal LPG PT. Pertamina

Adapun kapal-kapal yang sedang beroperasi di PT. Pertamina antara lain :

**Tabel 2. 2** Identifikasi Jenis Kapal LPG

No	Vessel Name	Type	DWT	Cargo Tank Capacity (MT)	Draught (m)
1	ARJUNA	SMALL 1	2398	1400	4.5
2	GAS PATRA 1	SMALL 1	3034	1700	4.15
3	GAS PATRA 2	SMALL 1	3034	1700	4.15
4	GAS SOECHI XXVIII	SMALL 1	4199	2350	5.7
5	GAS ATAKA	SMALL 1	4350	1950	5.1
6	GAS NATUNA	SMALL 1	3213	1700	5.01
7	ELEANOR	SMALL 1	3105	1700	4.7
8	GAS ARAR	SMALL 2	6540	2500	7.01
9	GAS ARIMBI	SMALL 2	6730	2500	7.4
10	AMBALAT	SMALL 2	6910	2500	7.3
11	GAS ARTEMIS	SMALL 2	7130	2500	8.1
12	NAVIGATOR MARINER	MEDIUM	15740	8000	8.2
13	WIDURI	MEDIUM	16800	9400	9.4
14	APODA	MEDIUM	17294	9700	9.2
15	RAGGIANA	MEDIUM	23479	9100	10.5
16	PERTAMINA GAS 1	VLGC	54000	41250	13

## 2.3 Pemodelan dan Simulasi

Dalam sub bab ini akan dijelaskan mengenai beberapa hal yang terkait dengan pemodelan dan simulasi.

### 2.3.1 Sistem

Sistem merupakan sekumpulan entitas yang saling berinteraksi dan beroperasi bersama-sama untuk mencapai suatu tujuan tertentu. Sistem didefinisikan sebagai kumpulan dari elemen-elemen yang saling berinteraksi dan ada sesuatu

yang mengikatnya menjadi satu kesatuan, terdapat tujuan bersama sebagai hasil akhir dan terdapat dalam suatu lingkungan yang kompleks dan sistem merupakan kondisi nyata yang dapat kita amati secara langsung.

### 2.3.1.1 Komponen Sistem

Terdapat beberapa komponen yang menyusun sebuah sistem, diantaranya:

- *Entity* adalah objek amatan dalam sebuah sistem. *Entity* bergerak, berubah status, mempengaruhi dan dipengaruhi oleh *entity* lain serta mempengaruhi ukuran performansi *output*.
- *Activity* merupakan berbagai kegiatan yang terjadi dalam sebuah sistem (baik langsung maupun tidak langsung) dalam melakukan proses dari entitas-entitas yang ada, atau dengan kata lain sebagai proses-proses yang bisa melakukan/menyebabkan perubahan dalam sistem.
- *Attribute* adalah karakteristik yang dimiliki entitas yang nilainya melekat secara spesifik.
- *Variable* adalah sebuah informasi yang menggambarkan beberapa karakteristik dari keseluruhan sistem.
- *Resource* merupakan suatu sarana yang digunakan untuk menangani entitas dalam jumlah tertentu. Entitas dapat berpindah dari suatu proses ke proses lain dalam sistem jika *resource* memiliki sifat *seize-delay-release*.
- *Control* adalah hal-hal yang mengendalikan sistem, mengatur bagaimana, dimana, dan kapan aktivitas suatu sistem tersebut berjalan.

### 2.3.2 Model

Model merupakan representasi dari suatu sistem nyata yang terdiri dari gabungan logika dan matematis yang memperhatikan pengaruh faktor-faktornya secara signifikan

dari masalah yang dihadapi. Membangun sebuah model harus dilakukan dengan cermat dan detail agar apa yang dipelajari dari model tidak berbeda dengan sistem nyata. Kriteria model yang baik adalah mudah dimengerti, memiliki tujuan yang jelas, mengandung pemecahan masalah yang jelas, dan mudah dikendalikan dan dimanipulasi oleh pengguna model.

Pemodelan adalah proses menghasilkan model, dimana model tersebut merupakan representasi dari struktur dan sistem yang bekerja (Andradottir, Healy, Withers, & Nelson, 1997). Untuk mengetahui apakah model yang dibuat tidak berbeda dengan sistem nyata diperlukan proses verifikasi dan validasi. Verifikasi merupakan proses pemeriksaan apakah logika operasional model (program komputer) sesuai dengan logika diagram alur. Verifikasi memeriksa pengerjemahan model konseptual ke dalam bahasa pemrograman dengan benar (Law & Kelton, 2000). Sedangkan validasi adalah proses penentuan apakah model yang telah dibuat telah sesuai dengan sistem nyata yang dimodelkan (Law & Kelton, 2000).

Tujuan dari pemodelan sistem, yaitu :

1. Mempersingkat waktu percobaan.
2. Dapat melebarkan waktu sesuai dengan data masukan yang diharapkan selain dari kondisi sebenarnya.
3. Lebih murah dan meminimasi sumber daya yang harus dikeluarkan.
4. Risiko lebih kecil.
5. Menjelaskan, memahami, dan memperbaiki sistem.
6. Mengetahui performansi dan informasi yang ditunjukkan oleh sistem.
7. Dapat mengawasi sumber-sumber bervariasi.
8. Dapat dihentikan dan dijalankan kembali tanpa berpengaruh terhadap data masukan yang telah diperoleh.
9. Mudah diperbanyak.

### 2.3.3 Simulasi

Simulasi merupakan metode meniru perilaku dari proses operasi pada suatu sistem nyata pada satuan waktu. Hal tersebut membuat metode simulasi dapat digunakan dalam penyelesaian permasalahan sistem dimana terdapat suatu kompleksitas. Kompleksitas dalam sebuah sistem ditandai dengan adanya variabilitas dan interdependensi. Variabilitas yaitu terdapatnya variabel-variabel keputusan yang banyak dan beragam. Interdependensi yaitu adanya ketertarikan antara variabel keputusan maupun komponen penyusun sistem.

Terdapat beberapa jenis simulasi yang masing-masing digunakan pada jenis sistem yang sesuai (Law & Kelton, 2000), yaitu :

1. Simulasi statis dan dinamis

Simulasi yang dibedakan berdasarkan pengaruh terhadap waktu. Simulasi statis merupakan simulasi pada suatu sistem yang tidak mempunyai pengaruh besar terhadap waktu. Salah satu penggunaan umum dari simulasi statis adalah menggunakan bilangan random untuk menyelesaikan permasalahan. Faktor stokastik dan bergulirnya waktu tidak mempunyai peran. Sedangkan simulasi dinamis adalah simulasi suatu sistem yang memiliki pengaruh besar terhadap waktu, seperti contoh simulasi dari mesin yang bekerja 40 jam per minggu.

2. Simulasi kontinyu dan diskrit

Simulasi yang dibedakan berdasarkan perubahan tiap satuan waktu. Simulasi diskrit adalah simulasi dimana variabel dari sistem dapat berubah-ubah pada titik-titik tertentu. Kebanyakan dari sistem manufaktur dimodelkan sebagai simulasi kejadian dinamis, diskrit, stokastik, dan menggunakan variabel random untuk memodelkan rentang kedatangan, antrian, proses, dan sebagainya. Sedangkan simulasi kontinyu adalah simulasi dimana variabel berubah-ubah terus menerus

dalam skala waktu tertentu, sebagai contoh aliran fluida dalam pipa.

3. Simulasi stokastik dan deterministik

Simulasi yang dibedakan berdasarkan sifat probabilistik. Simulasi deterministik merupakan simulasi pada suatu sistem yang tidak mengandung variabel yang bersifat probabilistik. Model simulasi stokastik adalah simulasi yang memiliki variabel yang bersifat probabilistik. Keluaran dari model simulasi stokastik adalah random dan oleh karena itu hanya merupakan perkiraan dari karakteristik sesungguhnya dari model. Maka diperlukan beberapa kali melakukan *running* model dan hasilnya hanya merupakan perkiraan dari performansi yang diharapkan dari model atau sistem yang diamati.

### **2.3.4 Verifikasi dan Validasi Model**

Model simulasi yang dibangun harus kredibel. Representasi kredibel sistem nyata oleh model simulasi ditunjukkan oleh verifikasi dan validasi model.

#### **2.3.4.1 Verifikasi Model Simulasi**

Menurut Law dan Kelton (1991), Verifikasi adalah memeriksa penerjemahan model simulasi konseptual (diagram alur, batasan dan asumsi) ke dalam bahasa pemrograman secara benar.

#### **2.3.4.2 Validasi Model Simulasi**

Menurut Law dan Kelton (1991) validasi adalah penentuan apakah mode konseptual simulasi merupakan representasi akurat dari sistem nyata yang sedang dimodelkan. Pendekatan yang biasa digunakan dalam pengujian validasi adalah validasi kotak putih dan validasi kotak hitam. Validasi kotak putih dilakukan dengan mengamati cara kerja interval model simulasi, misalnya

input distribusi dan logika sistem, baik statis maupun dinamis, sedangkan validasi kotak hitam dilakukan dengan melakukan observasi perilaku nyata *system* pada suatu kondisi tertentu dan menjalankan model pada kondisi yang sedapat mungkin mendekati kondisi nyata. Model akan dianggap *valid* jika tidak terdapat perbedaan secara signifikan antara observasi nyata sistem dengan *output* model simulasi. Metodologi yang dapat dilakukan untuk membandingkan adalah dengan uji statistik dengan menetapkan hipotesa awal terhadap rata-rata *output* riil dan selanjutnya dibandingkan dengan output model simulasi.



## **BAB III METODOLOGI**

Dalam pembuatan tugas akhir ini, tentu saja memerlukan proses yang terstruktur, agar kedepannya dalam pengerjaan akan lebih terarah dan lebih mudah. Dalam metodologi penelitian ini, akan diuraikan tahap - tahap yang akan dilakukan dalam pengerjaan tugas akhir ini. Adapun tahapan-tahapannya adalah sebagai berikut:

### **3.1 Tahap Identifikasi Masalah**

Merupakan kegiatan identifikasi masalah yang didapat dari pengamatan secara tidak langsung terhadap kondisi problematika eksisting yang terjadi di pihak terkait dalam hal ini adalah PT.Pertamina Perkapalan.. Berdasarkan identifikasi tersebut kemudian akan dapat dirumuskan masalah, tujuan, dan manfaat dari penelitian.

#### **3.1.1 Perumusan Masalah, Penentuan Tujuan dan Batasan Masalah**

Berdasarkan hasil identifikasi permasalahan diatas maka langkah selanjutnya adalah menentukan permasalahan yang akan diangkat dan dibahas dalam penelitian yaitu Bagaimana menentukan skenario pemodelan distribusi kapal dalam mendistribusikan muatan LPG dari *loading port* menuju *discharging port* agar peningkatan kebutuhan pada daerah Indonesia bagian barat dapat terpenuhi, lalu bagaimana pula menentukan jumlah, tipe, serta ukuran kapal untuk memenuhi permintaan yang ada dengan menggunakan simulasi. Maka berdasarkan perumusan masalah tersebut ditentukan tujuan dari penelitian ini sehingga bisa menjadi dasar dan arahan selama penelitian berlangsung untuk menjawab permasalahan distribusi kapal LPG PT. Pertamina.

### 3.1.2 Studi Literatur

Pada tahapan ini akan dilakukan studi literatur untuk mendapatkan informasi dari teori-teori penunjang yang berkaitan dengan permasalahan yang akan diteliti. Seperti teori LPG, *supply chain*, simulasi diskrit, *software arena*..

### 3.2 Tahap Pengumpulan Data

Tahap selanjutnya setelah identifikasi sistem dan permasalahan yang terjadi dalam sistem tersebut adalah pengumpulan data. Selama penulisan tugas akhir ini, penulis melakukan pengumpulan data untuk pengerjaan tugas akhir. Dalam melakukan pengumpulan data, penulis menggunakan beberapa metode seperti pengumpulan data secara langsung (primer) dan pengumpulan data secara tidak langsung (sekunder).

#### a. Pengumpulan data langsung (primer)

Pengumpulan data seperti ini dilakukan peneliti dengan survey dan wawancara langsung kepada pihak yang terkait, yaitu PT Pertamina (Persero), para peneliti dan pihak lain yang terkait. Karena studi yang dilakukan merupakan suatu kondisi yang akan terus mengalami perkembangan dan membutuhkan sebuah data yang sudah diakui dan valid, maka data primer akan menjadi sangat penting peranannya dalam penelitian kali ini. Data yang didapatkan meliputi 3 variabel yang diidentifikasi yaitu *loading port*, *discharging port*, *vessels*. Hasil identifikasi tersebut berupa *record data*, antara lain kecepatan pompa terminal pelabuhan kilang, waktu tunggu kapal di terminal pelabuhan, kecepatan pompa kapal, kecepatan kapal baik saat membawa dan tidak membawa muatan.

b. Pengumpulan data secara tidak langsung (sekunder)

Pengumpulan data seperti ini dilakukan peneliti dengan mengambil data yang diperlukan guna proses perhitungan dalam pemodelan, baik yang bersumber dari buku, jurnal, artikel atau paper.

### **3.3 Pengolahan Data**

Pengolahan data dapat dilakukan setelah tahapan pengumpulan data sudah selesai. Proses pengolahan data diperlukan guna membantu mempermudah tahapan selanjutnya yaitu tahap pembuatan model simulasi terhadap permasalahan

#### **3.3.1 Pembuatan Model Simulasi**

Setelah data yang sudah dikumpulkan selesai dianalisa, langkah selanjutnya yaitu membuat model konseptual yang nantinya akan diubah menjadi model simulasi pada *software* dengan modul-modul yang telah disediakan oleh *software* untuk mendeskripsikan *system* distribusi kapal.

#### **3.3.2 Verifikasi dan Validasi**

Verifikasi model dilakukan bersamaan dengan proses *running* model simulasi dengan jalan memastikan bahwa model dapat berjalan (tidak terjadi *error*) pada model tersebut. Sedangkan validasi dilakukan untuk mengetahui apakah model sudah sesuai dengan sistem nyata. Proses validasi dilakukan dengan melakukan perbandingan *output* riil sistem dengan *output* dari model simulasi.

#### **3.3.3 Eksperimen Existing System**

Pada tahap ini, akan dilakukan *running* dengan kondisi *existing system*. Termasuk menentukan jumlah replikasi yang harus dilakukan.

### **3.3.4 Eksperimen Skenario Perbaikan**

Pada tahap ini, dilakukan *running* simulasi model skenario eksperimen yang telah ditentukan di awal.

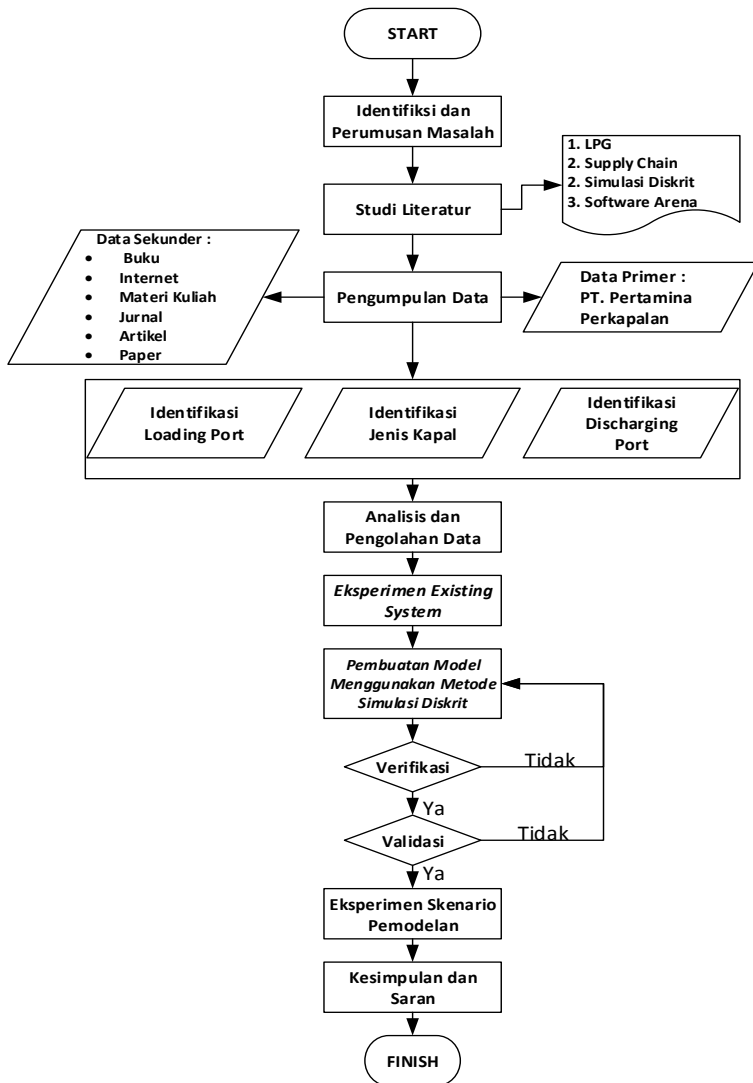
### **3.4 Analisis Hasil Intrepretasi Simulasi Model**

Pada tahapan ini akan dilakukan analisa terhadap *output* yang dihasilkan dari hasil simulasi model sehingga bisa diketahui apakah hasil simulasi tersebut mampu memenuhi kebutuhan LPG pada depot di daerah Indonesia bagian barat atau tidak.

### **3.5 Kesimpulan dan Saran**

Tahapan ini merupakan tahapan akhir dari penelitian ini yang berisi kesimpulan untuk menjawab tujuan dari penelitian dan saran rekomendasi yang bisa diberikan kepada perusahaan.

Berikut merupakan *flowchart* metodologi penelitian tugas akhir Pemodelan Distribusi Kapal LPG PT.Pertamina untuk Memenuhi Rantai Pasok LPG di Indonesia Bagian Barat dengan Menggunakan Metode Simulasi Diskrit



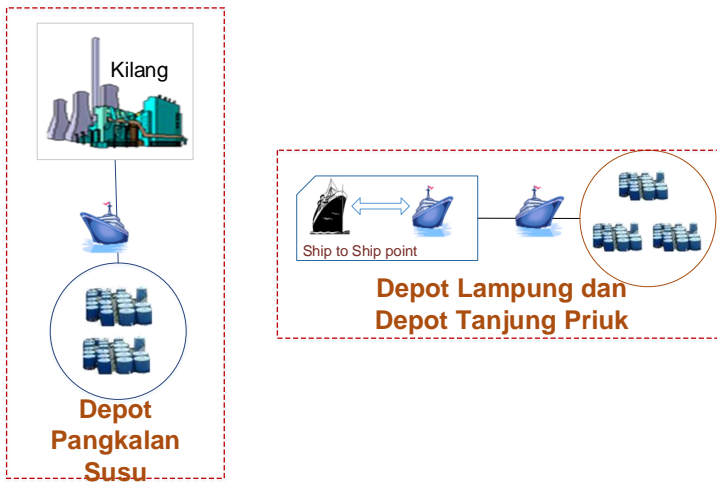
**Gambar 3. 1** *Flowchart* Metodologi Penelitian

*Halaman sengaja dikosongkan*

## BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Umum

Pola operasi kapal di Pertamina mempunyai karakteristik tersendiri sesuai dengan muatan yang diangkut. Secara umum muatan di Pertamina terbagi menjadi dua yaitu minyak dan gas. Dalam gambaran umum ini hanya akan dibahas pola operasi dalam pendistribusian LPG. Skema distribusi LPG Pertamina secara tujuan garis besar adalah membawa muatan LPG dari kilang untuk menyuplai kebutuhan LPG di depot-depot daerah. Berikut skema pola operasi distribusi LPG PT. Pertamina untuk penelitian ini tertera pada Gambar 4.1



**Gambar 4. 1** Skema Pola Operasi Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina di Indonesia Bagian Barat

Alur transportasi distribusi kapal LPG berawal dari *loading port* kemudian menuju titik akhir depot *discharging port* lalu kembali lagi ke *loading port*.

Adapun sesuai dengan batasan masalah yang sudah disebutkan sebelumnya, pembahasan dalam penelitian ini akan melakukan pemodelan distribusi kapal LPG hanya dari hasil identifikasi variabel yang ada di bawah ini, antara lain :

➤ ***Loading Port***

- a. Kilang Tanjung Uban,
- b. STS Teluk Semangka

➤ ***Discharging Port***

- a. Depot Pangkalan Susu
- b. Depot Lampung
- c. Depot Tanjung Priuk

➤ ***Vessel***

a	Arjuna	i	Gas Arimbi
b	Gas Patra 1	j	Ambalat
c	Nusa Bintang	k	Gas Artemis
d	Gas Soechi xxviii	l	Navigator Mariner
e	Gas Attaka	m	Widuri
f	Gas Natuna	n	Apoda
g	Eleanor	o	Raggiana
h	Gas Arar	p	Pertamina Gas 1

Pada Bab Analisis dan Pembahasan ini akan berisi penentuan skema distribusi kapal, di mana di dalamnya terdapat tahap-tahap yang perlu dilakukan yaitu pengumpulan dan pengolahan data. Selanjutnya untuk pertama kali melakukan pembuatan model sesuai kondisi riil (*existing*), lalu akan dilanjutkan dengan skenario-skenario yang dibuat guna mencoba menyelesaikan atas dasar permasalahan-permasalahan yang diajukan.



#### 4.2 Skema Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina Tujuan Depot Pangkalan Susu



**Gambar 4.2** Peta Wilayah Skema Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina Tujuan Depot Pangkalan Susu

#### 4.2.1 Pengumpulan Data

Pada tahap pengumpulan data terdapat beberapa bagian yang terdiri dari :

1. Identifikasi *Loading Port*
2. Identifikasi *Discharging Port*
3. Analisa Kondisi Eksisting

##### 4.2.1.1 Identifikasi *Loading Port*

*Loading Port* yang digunakan yaitu Terminal *Loading* Kilang Tanjung Uban.

Pada proses identifikasi *loading port* ini, ada beberapa data yang harus diketahui antara lain :

1. Posisi dan Lokasi *Loading port*
2. Kapasitas tangki penampungan LPG
3. *Record Data* Kecepatan Pompa Pelabuhan / Terminal *Loading*
4. *Record Data* Waiting Time Pelabuhan / Terminal *Loading*

**Tabel 4.1** Identifikasi *Loading Port* Tanjung Uban

<b>No</b>	<b>Kilang</b>	<b>Kapasitas tangki Produksi</b>	<b>Draught (m)</b>
1	Tanjung Uban	62800	13

##### 4.2.1.2 Identifikasi *Discharging Port*

*Discharging Port* pada pembahasan ini sesuai dengan tujuan muatan yang akan di suplai yaitu Depot Pangkalan Susu.

Pada proses identifikasi *discharging port* ini, ada beberapa data yang harus diketahui antara lain :

1. Posisi dan Lokasi *discharging port*
2. Kapasitas tangki penampungan LPG
3. *Record Data* Kecepatan Pompa Pelabuhan / Terminal *Discharging*
4. *Record Data* Waiting Time Pelabuhan / Terminal *Discharging*

**Tabel 4. 2** Identifikasi *Discharging Port* Pangkalan Susu

<b>No</b>	<b>Depot</b>	<b>Kapasitas Tangki</b>	<b>Draught (m)</b>
1	Depot Pangkalan Susu	8,500	8.6

#### 4.2.1.3 Analisa Kondisi Eksisting

Dengan diketahui *loading port* dari permasalahan ini yaitu Kilang Tanjung Uban dan *discharging port* yaitu Depot Pangkalan Susu, maka dapat pula ditentukan jarak pelayaran yang akan ditempuh oleh suatu kapal yang bertugas menyuplai muatan LPG tersebut.

**Tabel 4. 3** Jarak Kilang Tanjung Uban – Depot Pangkalan Susu

<b>Kilang Tanjung Uban</b>	
<b>410 NM</b>	<b>Depot Lampung</b>

Pada kondisi riil, data yang didapatkan dari PT. Pertamina Perkapalan menyebutkan kebutuhan untuk pemasokan LPG di Depot Pangkalan Susu sebesar 380.594 MT dalam periode 1 tahun pada tahun 2015. Dengan kebutuhan tersebut, maka PT. Pertamina Perkapalan melakukan distribusi kapal yang berjumlah 4 Kapal untuk dioperasikan.

**Tabel 4. 4** Operasi Kapal Kondisi Eksisting Pangkalan Susu

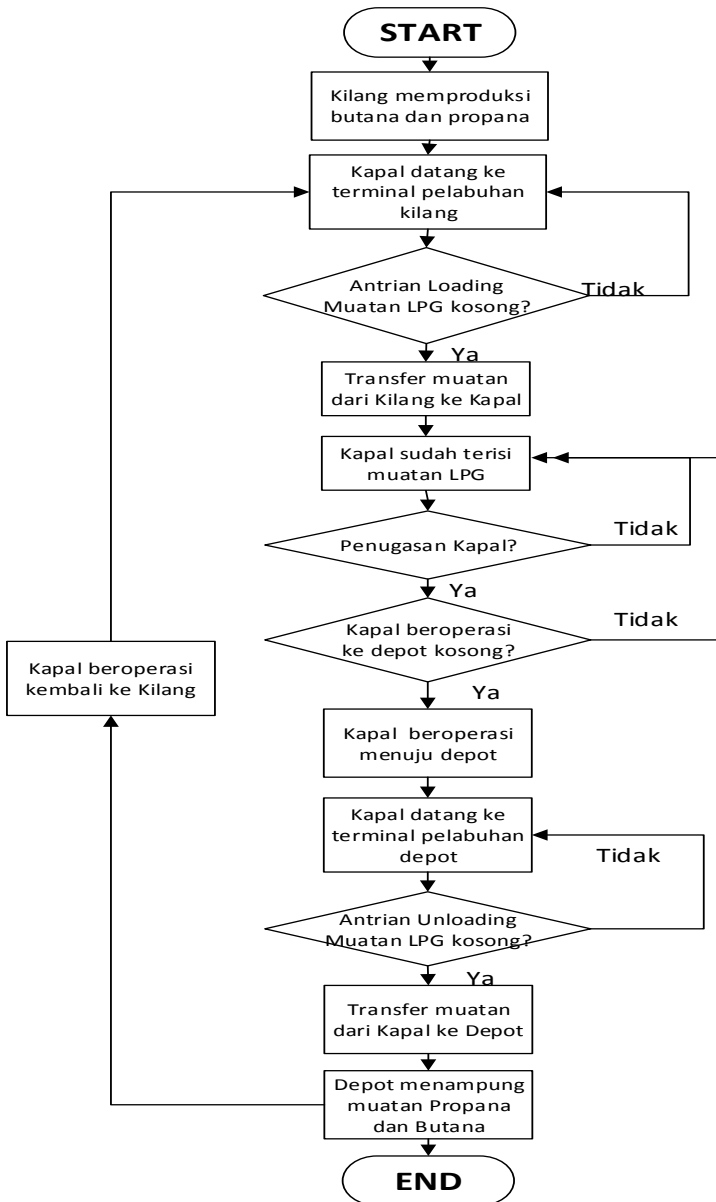
No	Nama Kapal	Type Kapal	DWT (MT)	Cargo Tank Capacity (MT)	Draft
1	Gas Arjuna	SMALL LPG	2,398.00	1400	4.5
2	Gas Patra 2	SMALL LPG	3,034.00	1700	4.15
3	Gas Soechi XXVIII	SMALL LPG	4,199.00	2350	5.7
4	Gas Attaka	SMALL LPG	3,821.00	1950	5.6

## 4.2.2 Pengolahan Data

Dari data-data yang sudah didapatkan, selanjutnya akan diolah dan dapat digunakan sebagai data inputan model simulasi. Pengolahan data pada penelitian ini menggunakan *Software*

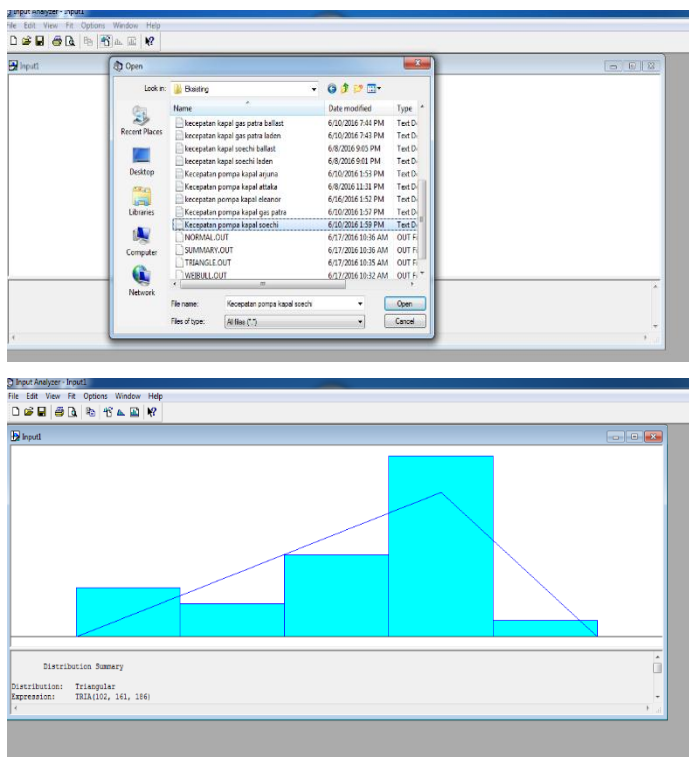
### 4.2.2.1 Pembuatan Model Simulasi pada *Software*

Sebelum membuat model dengan menggunakan *software*, hal yang harus dilakukan terlebih dahulu yaitu membuat model konseptual agar logika-logika modelling tidak sampai terjadi kesalahan. Model konseptual dapat dilihat pada Gambar 4.3



**Gambar 4. 3** Model Konseptual Skema Depot Pangkalan Susu

Selain model konseptual yang dibutuhkan di awal, terdapat pula analisa kondisi rill dari *record data* guna menunjang inputan model di *Software*. Sifat data tersebut yaitu stokastik (berubah-ubah), karena hal tersebut, hasil *record data* yang didapatkan akan ditampilkan dalam bentuk ekspresi distribusi data pada tabel 4.5 . Bentuk Ekspresi data pun di dapatkan dari *Software* langsung, dengan bantuan *Tools* > *Input Analyzer* > *New* > *Use Existing Data File* > *Fit All* > Memilih Square Error Terkecil. Langkah-langkahnya dapat dilihat dari Gambar 4.4

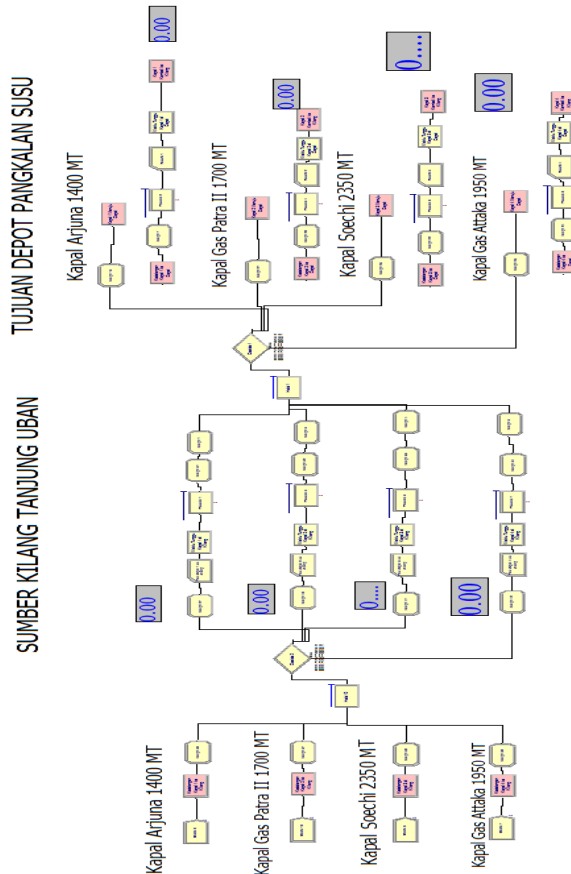


**Gambar 4. 4** Langkah-langkah Input Analyzer

**Tabel 4. 5** Distribusi Data Keseluruhan Aktivitas Skema Pola  
Distribusi Eksisiting Depot Pangkalan Susu

No	Aktivitas	Ekpresi Distribusi
1	<i>Demand Existing</i> 1 tahun Depot Pangkalan Susu	TRIA(-0.001, 1.26e+003, 1.45e+003)
2	<i>Demand</i> 5 tahun Depot Pangkalan Susu	TRIA(-0.001, 1.33e+003, 1.69e+003)
3	<i>Record Data</i> Kecepatan Pompa Kilang Tanjung Uban	TRIA(106, 172, 189)
4	<i>Record Data Waiting Time</i> Kilang Tanjung Uban	NORM(6,0.6)
5	<i>Record Data Waiting Time</i> Depot Pangkalan Susu	NORM(6,0.6)
6	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Arjuna (Laden) saat laut lepas	NORM(12, 2.05)
7	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Arjuna (Ballast) saat laut lepas	NORM(13, 2.0)
8	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Arjuna saat mendekati pelabuhan	UNIF (2, 6)
9	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Gas Patra II (Laden)	NORM(11.4, 4.59)
10	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Gas Patra II (Ballast)	TRIA(1, 12.7, 21)
11	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Gas Patra II saat mendekati pelabuhan	UNIF (2, 6)
12	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Gas Soechi XXVIII (Laden)	NORM(10.3, 1.82)
13	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Gas Soechi XXVIII (Ballast)	NORM(12.3, 1.9)
14	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Gas Soechi XXVIII saat mendekati pelabuhan	UNIF (2, 6)
15	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Gas Attaka (Laden)	NORM(12, 0.8)
16	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Gas Attaka	NORM(13, 0.5)
17	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Gas Attaka XXVIII saat mendekati pelabuhan	UNIF (2, 6)

Dengan dasaran model konseptual yang sudah dibuat dan distribusi data keseluruhan aktivitas dari skema pola distribusi kapal LPG PT. Pertamina tujuan Depot Pangkalan Susu, maka selanjutnya dibuatlah model eksisting dengan menggunakan *Software* . Model dapat dilihat di Gambar 4.5



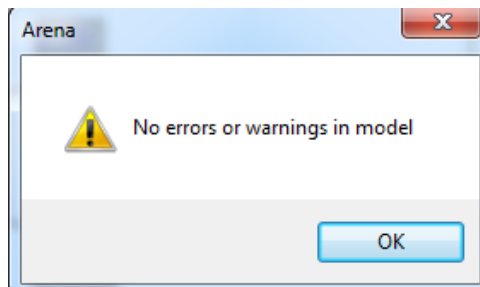
**Gambar 4. 5** Model Eksisting Depot Pangkalan Susu menggunakan *Software*



## 4.2.2.2 Verifikasi dan Validasi Model

### 4.2.2.2.1 Verifikasi

Sebelum model dijalankan maka perlu dilakukan proses verifikasi apakah model yang telah dibuat sudah berjalan. Verifikasi dilakukan bersamaan dengan proses *running* model, apabila tidak terjadi *error* maka model telah *verify*. Apabila terjadi *error*, maka logika dari model simulasi yang telah dibuat belum sepenuhnya benar. Proses verifikasi juga dilakukan dengan menganalisa apakah modul yang ada dalam simulasi telah sesuai dengan model konseptual. Adapun hasil *running* yang telah dibuat, ditunjukkan bahwa model telah bebas dari error. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 4.6



**Gambar 4. 6** Hasil Verifikasi Model Simulasi Skema Depot Pangkalan Susu

### 4.2.2.2.2 Validasi

Setelah model simulasi terverifikasi, dengan demikian dapat dilanjutkan dengan tahap validasi model. Proses validasi yakni membandingkan antara model yang telah dibuat apakah sudah sesuai dengan kondisi dari *real system*. Model dikatakan *valid* apabila hasil perbandingan menunjukkan bahwa kedua alternatif (model dan *real system*) tidak berbeda secara signifikan.

Berikut merupakan data riil jumlah muatan LPG yang dipasok ke Depot Pangkalan Susu pada tahun 2015 serta hasil dari simulasi disajikan pada Tabel 4.6

**Tabel 4. 6** Jumlah muatan LPG yang dipasok secara riil dan simulasi Depot Pangkalan Susu

Bulan Ke-	Eksisting	Hasil Simulasi
1	35,161	31950
2	25,666	31950
3	31221	29600
4	31084	29600
5	32,296	29600
6	29,582	31550
7	34257	29600
8	32330	29600
9	29266	33350
10	35118	29600
11	31527	27900
12	33722	31000

Metode yang digunakan untuk pengujian validasi model ini adalah metode *Welch Confidence Interval*. Dimana :  
Hipotesa :

- $H_0 = \mu_1 - \mu_2 = 0$
- $H_1 = \mu_1 - \mu_2 \neq 0$
- Jumlah sampel pada masing-masing populasi ( $n_1$ ) dan ( $n_2$ ) tidak harus sama
- Variasi antar populasi 1 dengan populasi 2 tidak harus sama  $\sigma_1 \neq \sigma_2 \neq \sigma$

Pada Tabel 4.7 dapat dilihat dari proses penentuan validasi dengan perhitungan *welch confidence interval*

**Tabel 4. 7** Penentuan Validasi Model Depot Pangkalan Susu

Bulan Ke-	Eksisting	Hasil Simulasi
1	35,161	31950
2	25,666	31950
3	31221	29600
4	31084	29600
5	32,296	29600
6	29,582	31550
7	34257	29600
8	32330	29600
9	29266	33350
10	35118	29600
11	31527	27900
12	33722	31000
Rata-rata	31,769	30,442
standar deviasi	2737.632482	1515.350744
variansi	7494631.606	2296287.879
N	12	12
n-1	11	11

$$H_0 = \mu_1 - \mu_2 = 0$$

$$H_1 = \mu_1 - \mu_2 \neq 0$$

$$\alpha = 0,0$$

$$df = \frac{\left(\frac{s1^2}{n1} + \frac{s2^2}{n2}\right)^2}{\frac{\left(\frac{s1^2}{n1}\right)^2}{n1-1} + \frac{\left(\frac{s2^2}{n2}\right)^2}{n2-1}}$$

$$df = 17,16 \sim 17$$

Didapatkan dari tabel nilai,  $t_{df,a/2} = 2,11$

$$hw = t_{df,a/2} \sqrt{\frac{s1^2}{n1} + \frac{s2^2}{n2}}$$

$$hw = 1667.67$$

Sehingga *confidence interval*-nya adalah :

$$[(x1-x2)-hw \leq \mu1-\mu2 \leq (x1-x2)+hw]$$

$$-340 \leq \mu1-\mu2 \leq 2995$$

Jika nilai 0 berada pada rentang  $\mu1-\mu2$  , maka dapat ditarik kesimpulan bahwa tidak terdapat perbedaan yang signifikan antara hasil simulasi dengan kondisi *real system*, dan artinya hasil dari simulasi dapat dikatakan **valid**.

#### 4.2.2.3 Perhitungan Jumlah Replikasi

Langkah awal penentuan jumlah replikasi dilakukan melakukan *running* sebanyak 12 kali terlebih dahulu untuk mendapatkan *error* dan standard deviasi. Pada Tabel 4.8 ditunjukkan cara perhitungan jumlah replikasi dengan metode *absolute* dengan nilai *error* yang akan ditanggung sebesar nilai *half width*-nya dan selang kepercayaan 95%.

**Tabel 4. 8** Hasil Simulasi Depot Pangkalan Susu dengan Replikasi Awal sebanyak 12 kali

Bulan Ke-	Jumlah Muatan LPG (MT/ bulan)
1	31950
2	31950
3	29600
4	29600
5	29600
6	31550
7	29600
8	29600
9	33350
10	29600
11	27900
12	31000
Rata-rata	30,442
standar deviasi	1515.350744
variansi	2296287.879

$$\begin{aligned}
 N &= 12 \text{ (replikasi awal)} \\
 n-1 &= 11 \\
 \text{confidence interval} &= 95\% \\
 \alpha &= 1 - 95\% = 5\% = 0.05 \\
 t_{n-1, \alpha/2} &= 2,201 \\
 \text{half width} &= \frac{t_{n-1, \alpha/2} \times s}{\sqrt{n}} \\
 &= 962.81 \\
 \text{Betha} &= \text{half width} \\
 n' &= \left( \frac{z_{\alpha/2} s^2}{\beta} \right)^2
 \end{aligned}$$

$$= \left[ \frac{1.65 \times 1515.4}{962.81} \right]^2$$

$$= 6.662 \approx 7$$

Dari hasil perhitungan diatas didapatkan jumlah replikasi simulasi untuk distribusi kapal LPG skema Depot Pangkalan Susu yakni 7 kali.

#### 4.2.3 Analisis dan Intrepretasi Hasil Pembuatan Model

Permasalahan yang diangkat pada penelitian ini yaitu terjadinya peningkatan kebutuhan di Depot Pangkalan Susu sebesar 3% tiap tahunnya. Dengan studi kasus pada pemodelan ini dibuat dalam rangka 5 tahun ke depan, maka setelah dilakukan *running* selama 5 tahun didapatkan kebutuhan Depot Pangkalan Susu sebesar 2 juta Metric Ton. Adapun untuk memenuhi kebutuhan tersebut, model eksisting perlu dicoba untuk diuji kembali atau diperlukan pula membangun skenario-skenario perbaikan dengan pertimbangan untuk memenuhi peningkatan kebutuhan dan juga biaya operasional kapal yang ekonomis. Dasaran-dasaran teknis yang dipergunakan untuk membangun skenario selama proses *running* antara lain :

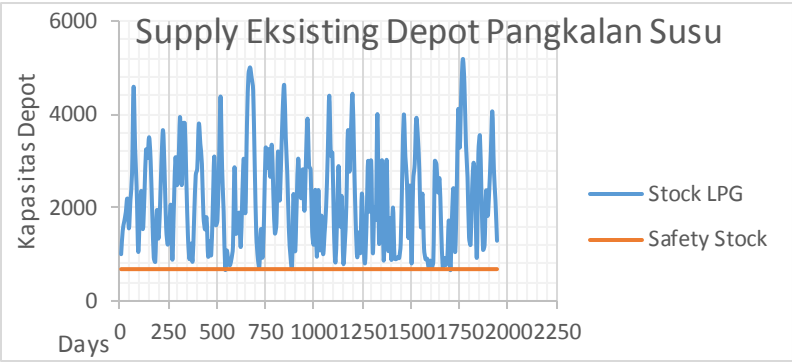
1)	<b>Sarat Kapal</b>	$\leq$	<b>Sarat Terminal Pelabuhan</b>
	Sarat Kapal	$\leq$	8,6 meter
2)	<b>Muatan LPG di Depot</b>	$\geq$	<b>Safety Stock</b>
	Muatan LPG di Depot	$\geq$	680 MT
3)	<b>Muatan LPG di Depot</b>	$\leq$	<b>Kapasitas Maksimal Depot</b>
	Muatan LPG di Depot	$\leq$	8500 MT

#### 4.2.3.1 Eksisting

**Tabel 4. 9** Hasil Simulasi Eksisting PangkalanSusu

No Replikasi	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Total Angkut Muatan LPG
1	Gas Soechi XXVIII	2350	244	573400
	Gas Attaka	1950	238	464100
	Arjuna	1400	276	386400
	Gas Patra II	1700	245	416500
	<b>Total</b>			1840400
2	Gas Soechi XXVIII	2350	242	568700
	Gas Attaka	1950	236	460200
	Arjuna	1400	274	383600
	Gas Patra II	1700	236	401200
	<b>Total</b>			1813700
3	Gas Soechi XXVIII	2350	248	582800
	Gas Attaka	1950	241	469950
	Arjuna	1400	279	390600
	Gas Patra II	1700	240	408000
	<b>Total</b>			1851350
4	Gas Soechi XXVIII	2350	178	418300
	Gas Attaka	1950	178	347100
	Arjuna	1400	179	250600
	Gas Patra II	1700	171	290700
	<b>Total</b>			1306700
5	Gas Soechi XXVIII	2350	243	571050
	Gas Attaka	1950	234	456300
	Arjuna	1400	279	390600
	Gas Patra II	1700	239	406300
	<b>Total</b>			1824250

6	Gas Soechi			
	XXVIII	2350	246	578100
	Gas Attaka	1950	241	469950
	Arjuna	1400	267	373800
	Gas Patra II	1700	239	406300
	Total			1828150
7	Gas Soechi			
	XXVIII	2350	247	580450
	Gas Attaka	1950	234	456300
	Arjuna	1400	272	380800
	Gas Patra II	1700	245	416500
	Total			1834050



**Gambar 4.7** Grafik *Inventory Level* Stok LPG Eksisting di Depot Pangkalan Susu

Dari hasil simulasi di atas diketahui walau selama proses *supply* muatan LPG tidak bermasalah dengan *safety stock*, namun kondisi eksisting ini dengan jumlah trip kapal yang sudah didapatkan hanya dapat menyuplai berkisar 1,8 juta MT, artinya belum mampu memenuhi permintaan sebesar 2 juta Metric Ton selama 5 tahun ke depan.



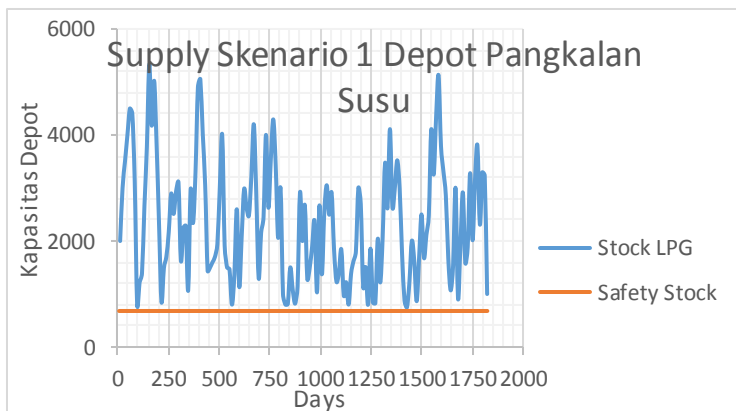
#### 4.2.3.2 Skenario Perbaikan 1

Melihat evaluasi pemodelan eksisting yang sudah dilakukan, pada skenario perbaikan 1 ini dicoba pula dengan memberikan opsi penambahan 1 kapal dari kondisi eksisting, yaitu Kapal Gas Natuna (Kapasitas Angkut 1700 MT) yang sebelumnya sudah diidentifikasi dan termasuk pula dalam batasan masalah yang dibahas. Setelah dilakukan *running* dengan penugasan kapal tersebut, didapatkan hasil simulasi seperti pada Tabel 4.10

**Tabel 4.10** Hasil Simulasi Skenario Perbaikan 1 Depot Pangkalan Susu

No Replikasi	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Total Angkut Muatan LPG (MT)
1	Gas Soechi XXVIII	2350	225	315000
	Gas Attaka	1950	229	389300
	Gas Natuna	1700	208	488800
	Gas Patra II	1700	219	427050
	Arjuna	1400	227	385900
	<b>Total</b>			2006050
2	Gas Soechi XXVIII	2350	227	317800
	Gas Attaka	1950	227	385900
	Gas Natuna	1700	205	481750
	Gas Patra II	1700	223	434850
	Arjuna	1400	224	380800
	<b>Total</b>			2001100
3	Gas Soechi XXVIII	2350	223	312200
	Gas Attaka	1950	227	385900
	Gas Natuna	1700	210	493500
	Gas Patra II	1700	225	438750
	Arjuna	1400	220	374000
	<b>Total</b>			2004350
4	Gas Soechi XXVIII	2350	225	315000
	Gas Attaka	1950	229	389300
	Gas Natuna	1700	208	488800

	Gas Patra II	1700	219	427050
	Arjuna	1400	227	385900
	<b>Total</b>			<b>2006050</b>
5	Gas Soechi XXVIII	2350	222	310800
	Gas Attaka	1950	229	389300
	Gas Natuna	1700	205	481750
	Gas Patra II	1700	223	434850
	Arjuna	1400	228	387600
	<b>Total</b>			<b>2004300</b>
6	Gas Soechi XXVIII	2350	219	306600
	Gas Attaka	1950	219	372300
	Gas Natuna	1700	214	502900
	Gas Patra II	1700	222	432900
	Arjuna	1400	230	391000
	<b>Total</b>			<b>2005700</b>
7	Gas Soechi XXVIII	2350	225	315000
	Gas Attaka	1950	228	387600
	Gas Natuna	1700	210	493500
	Gas Patra II	1700	218	425100
	Arjuna	1400	231	392700
	<b>Total</b>			<b>2013900</b>



**Gambar 4.8** Grafik *Inventory Level* Stok Skenario 1 di Depot Pangkalan Susu

Bila melihat hasil pemodelan di atas, terlihat dengan skenario perbaikan 1 ini selain tidak bermasalah dengan *safety stock*, ternyata dengan jumlah trip kapal yang ada itu sendiri dapat menyuplai lebih dari 2 juta Metric Ton selama 5 tahun ke depan, artinya dengan skenario ini dapat memenuhi peningkatan kebutuhan pada Depot Pangkalan Susu, yaitu 2 juta Metric Ton.

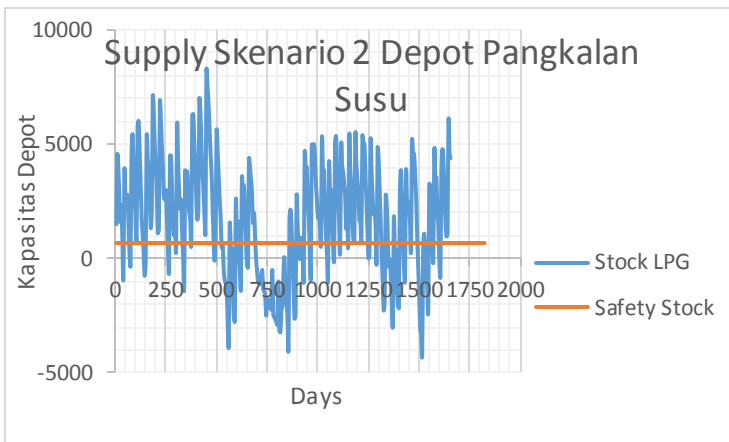
#### 4.2.3.3 Skenario Perbaikan 2

Berdasarkan skenario perbaikan 1, melihat dari evaluasi yang ada, diperlukan penambahan jumlah atau ukuran kapal bila ingin memenuhi kebutuhan yang ada. Penulis mencoba mengambil evaluasi berdasar ukuran kapal. Maka pada skenario perbaikan 2 ini akan diberikan opsi dengan kapal yang berukuran medium untuk menggantikan kapal-kapal yang awalnya berukuran *small*. Kapal yang bertugas dan sebelumnya sudah diidentifikasi antara lain yaitu Kapal Gas Soechi XXVIII (Kapasitas Angkut 2350 MT), Kapal Gas Attaka (Kapasitas Angkut 1950 MT) dan Kapal Gas Navigator Mariner (Kapasitas Angkut 5000 MT). Setelah dilakukan *running* dengan penugasan kapal tersebut, didapatkan hasil simulasi seperti pada Tabel 4.11

**Tabel 4.11** Hasil Simulasi Skenario 2 Depot Pangkalan Susu

No Replikasi	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Total Angkut Muatan LPG (MT)
1	Gas Soechi XXVIII	2350	284	667400
	Navigator Mariner	5000	237	1185000
	<b>Total</b>			1852400
2	Gas Soechi XXVIII	2350	282	662700
	Navigator Mariner	5000	241	1205000
	<b>Total</b>			1867700
3	Gas Soechi XXVIII	2350	289	679150
	Navigator Mariner	5000	236	1180000
	<b>Total</b>			1859150

4	Gas Soechi XXVIII	2350	282	662700
	Navigator Mariner	5000	236	1180000
	<b>Total</b>			1842700
5	Gas Soechi XXVIII	2350	282	662700
	Navigator Mariner	5000	238	1190000
	<b>Total</b>			1852700
6	Gas Soechi XXVIII	2350	281	660350
	Navigator Mariner	5000	238	1190000
	<b>Total</b>			1850350
7	Gas Soechi XXVIII	2350	294	690900
	Navigator Mariner	5000	241	1205000
	<b>Total</b>			1895900



**Gambar 4.9** Grafik *Inventory Level* Stok LPG Skenario 2 di Depot Pangkalan Susu

Dari hasil pemodelan di atas, dengan dasaran-dasaran yang sudah ditentukan di awal, salah satunya mengenai *safety stock*, maka ternyata dengan skenario perbaikan 2 tidak dapat terpenuhi. Bila melihat evaluasi yang ada, dengan hanya menggantikan kapal yang awalnya berukuran *small* menjadi

kapal berukuran *medium* saja tidak cukup untuk memenuhi kebutuhan yang ada.

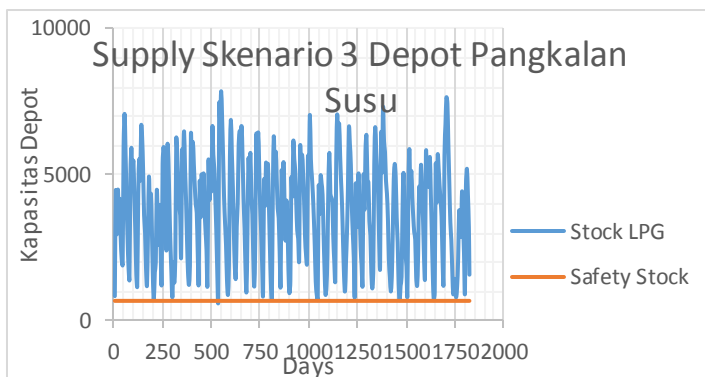
#### 4.2.3.4 Skenario Perbaikan 3

Melihat evaluasi skenario perbaikan 2, skenario perbaikan 3 memberikan opsi penambahan jumlah kapal dari skenario 2, yaitu dengan menambahkan Kapal Gas Attaka (Kapasitas Angkut 1950 MT). Setelah dilakukan *running* dengan penugasan kapal tersebut, didapatkan hasil simulasi seperti pada Tabel 4.12

**Tabel 4. 12** Hasil Simulasi Skenario 3 Depot Pangkalan Susu

No Replikasi	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Total Angkut Muatan LPG (MT)
1	Gas Attaka	1950	216	421200
	Navigator Mariner	5000	214	1070000
	Gas Soechi XXVIII	2350	226	531100
	<b>Total</b>			2022300
2	Gas Attaka	1950	196	382200
	Navigator Mariner	5000	224	1120000
	Gas Soechi XXVIII	2350	225	528750
	<b>Total</b>			2030950
3	Gas Attaka	1950	202	393900
	Navigator Mariner	5000	219	1095000
	Gas Soechi XXVIII	2350	223	524050
	<b>Total</b>			2012950
4	Gas Attaka	1950	205	399750
	Navigator Mariner	5000	215	1075000
	Gas Soechi XXVIII	2350	225	528750
	<b>Total</b>			2003500
5	Gas Attaka	1950	205	399750
	Navigator Mariner	5000	217	1085000
	Gas Soechi XXVIII	2350	220	517000
	<b>Total</b>			2001750
6	Gas Attaka	1950	203	395850

	Navigator Mariner	5000	217	1085000
	Gas Soechi XXVIII	2350	222	521700
	<b>Total</b>			<b>2002550</b>
7	Gas Attaka	1950	193	376350
	Navigator Mariner	5000	223	1115000
	Gas Soechi XXVIII	2350	224	526400
	<b>Total</b>			<b>2017750</b>



**Gambar 4.10** Grafik *Inventory Level* Stok LPG Skenario 3 di Depot Pangkalan Susu

Dari hasil pemodelan di atas, didapatkan hasil yang tidak bermasalah dengan *safety stock* yang ada. Dan pada skenario perbaikan 3, dengan jumlah kapal yang beroperasi ditambah menghasilkan jumlah trip kapal yang dapat menyuplai lebih dari 2 juta Metric Ton. Artinya dengan skenario perbaikan 3 ini dapat memenuhi peningkatan kebutuhan selama 5 tahun ke depan di Depot Pangkalan Susu sebesar 2 juta Metric Ton.

#### 4.2.4 Analisis Biaya

Dari hasil simulasi yang sudah dilakukan, didapatkan dua skenario yang mampu memenuhi peningkatan kebutuhan LPG sebesar 2 juta Metric Ton selama *running* 5 tahun ke

depan. Pada penelitian ini, penulis hanya akan menghitung biaya operasional kapal dari skenario yang memenuhi dari permasalahan yang diajukan saja. Biaya tersebut terdiri atas :

1. biaya bahan bakar (*bunkering consumption*),
2. biaya sandar pelabuhan (*port charges*),
3. biaya sewa kapal (*charter rate*).

Semua perhitungan biaya yang akan dianalisa ini bersumber dari referensi yang diberikan oleh PT. Pertamina Perkapalan.

#### 4.2.4.1 Biaya Bahan Bakar

Pada perhitungan biaya bahan bakar kapal dalam penelitian ini terdapat spesifikasi pemakaian bahan bakar HFO, MDO, HSD pada posisi kapal sedang sea time (laden & ballast), port time (loading & unloading). Selengkapnya dapat dilihat di Tabel 4.12. Setelah diketahui pemakaian bahan bakar per hari, maka dibutuhkan selama *running* 5 tahun berapa lama kapal saat kondisi sea time (laden & ballast), port time (loading & unloading), sehingga setelah diketahui keduanya maka akan mendapatkan selama 5 tahun akan tahu berapa bahan bakar yang dibutuhkan. Selanjutnya akan di konversikan biaya tersebut berdasar biaya per jenis bahan bakar. lengkap nya dapat dilihat di Tabel 4.13. Bila semua data sudah terkumpul, maka selanjutnya perhitungan biaya bahan bakar keseluruhan dapat dilihat di Tabel 4.14

**Tabel 4. 13** Biaya Bahan Bakar Kapal Sesuai Jenisnya

Harga Bunker (Bahan Bakar Kapal)			
Bunker	Bunker RKAP 2016 (USD/MT)	Bunker RKAP 2016 (USD/MT)	
MFO	316.61	Rp	4,400,857.20
MDO	457.04	Rp	6,352,792.27
HSD	479.90	Rp	6,670,674.94

Catatan:

Kurs	Rp	13,900	-> RKAP 2016
------	----	--------	--------------

Setiap kapal memiliki spesifikasi penggunaan bahan bakar yang berbeda-beda, hal tersebut dikarenakan penggunaan *engine* yang berbeda juga yang disesuaikan dengan ukuran-ukuran kapal itu sendiri. Lengkapnya dapat dilihat di Tabel 4.14

**Tabel 4. 14** Penggunaan Bahan Bakar per Hari Skema Depot Pangkalan Susu

Skenario	No	Vessel Name	Bunker Consumption (MT/Day)		
			Laden		
			MFO	MDO	HSD
1	1	Gas Soechi XXVIII	7.20	0.65	0.00
	2	Gas Attaka	8.50	1.00	0.00
	3	Gas Natuna	7.40	0.80	0.00
	4	Gas Patra II	8.50	1.00	0.00
	5	Arjuna	8.50	1.00	0.00
3	1	Gas Attaka	7.40	0.80	0.00
	2	Navigator Mariner	28.00	0.00	6.50
	3	Gas Soechi XXVIII	7.20	0.65	0.00

Skenario	No	Vessel Name	Bunker Consumption (MT/Day)		
			Ballast		
			MFO	MDO	HSD
1	1	Gas Soechi XXVIII	7.10	0.65	0.00
	2	Gas Attaka	8.30	1.00	0.00
	3	Gas Natuna	7.10	0.80	0.00
	4	Gas Patra II	8.30	1.00	0.00
	5	Arjuna	8.30	1.00	0.00
3	1	Gas Attaka	7.10	0.80	0.00
	2	Navigator Mariner	27.50	0.00	6.00
	3	Gas Soechi XXVIII	7.10	0.65	0.00



Skenario	No	Vessel Name	Bunker Consumption (MT/Day)		
			Port		
			Loading		
			MFO	MDO	HSD
1	1	Gas Soechi XXVIII	0.00	0.65	0.00
	2	Gas Attaka	0.00	0.70	0.00
	3	Gas Natuna	0.00	0.70	0.00
	4	Gas Patra II	0.00	0.70	0.00
	5	Arjuna	0.00	0.70	0.00
3	1	Gas Attaka	0.00	0.70	0.00
	2	Navigator Mariner	0.00	0.00	6.50
	3	Gas Soechi XXVIII	0.00	0.65	0.00

Skenario	No	Vessel Name	Bunker Consumption (MT/Day)		
			Port		
			Discharge		
			MFO	MDO	HSD
1	1	Gas Soechi XXVIII	0.00	1.20	0.00
	2	Gas Attaka	0.00	1.20	0.00
	3	Gas Natuna	0.00	0.70	0.00
	4	Gas Patra II	0.00	1.20	0.00
	5	Arjuna	0.00	1.20	0.00
3	1	Gas Attaka	0.00	0.70	0.00
	2	Navigator Mariner	0.00	0.00	6.00
	3	Gas Soechi XXVIII	0.00	1.20	0.00

Setelah mengetahui spesifikasi pemakaian bahan bakar per hari nya, langkah selanjutnya yaitu menghitung total waktu untuk lama nya masing-masing aktifitas pada tiap kapal selama 5 tahun beroperasi, baik saat kondisi *sea time (port or laden)* maupun saat kondisi *port time (loading or discharging)*. Hasil total waktu tersebut hasilnya terdapat pada Tabel 4.15

**Tabel 4. 15** Total Waktu Operasi Kapal Selama 5 Tahun  
Skema Depot Pangkalan Susu

Skenario	No	Vessel Name	Time (day)			
			Sea Time		Port Time	
			Laden	Ballast	Loading	Discharge
1	1	Gas Soechi XXVIII	339	333	126	130
	2	Gas Attaka	284	284	106	151
	3	Gas Natuna	254	267	84	101
	4	Gas Patra II	409	359	92	116
	5	Arjuna	342	342	89	122
3	1	Gas Attaka	262	253	120	125
	2	Navigator Mariner	288	243	300	350
	3	Gas Soechi XXVIII	340	333	133	138

Setelah mendapatkan total waktu pada tiap aktifitas kapal, maka langkah selanjutnya yaitu perhitungan dari hasil perkalian spesifikasi penggunaan bahan bakar dengan total waktu aktifitas kapal selama 5 tahun. Total perhitungan tersebut dijelaskan pada Tabel 4.16

**Tabel 4. 16** Total Perhitungan Biaya Bahan Bakar per Kapal Skema  
Depot Pangkalan Susu

Skenario	No	Vessel Name	Total Bunker Cost
1	1	Gas Soechi XXVIII	<b>Rp 25,408,648,920.43</b>
	2	Gas Attaka	<b>Rp 26,113,484,909.33</b>
	3	Gas Natuna	<b>Rp 20,285,069,528.07</b>
	4	Gas Patra II	<b>Rp 33,789,472,455.18</b>
	5	Arjuna	<b>Rp 30,597,648,804.40</b>
3	1	Gas Attaka	<b>Rp 20,152,564,796.63</b>
	2	Navigator Mariner	<b>Rp 69.031.841.972.26</b>
	3	Gas Soechi XXVIII	<b>Rp 25,543,264,379.70</b>

#### 4.2.4.2 Biaya Sewa Kapal

Pada perhitungan biaya sewa kapal didasarkan pada data primer yang didapatkan langsung dari PT. Pertamina Perkapalan. Biaya sewal kapal yang dimaksud ini sifatnya *time*

*charter*, jadi yang dilihat yaitu waktu total saja dan sudah meliputi awak kapal sehingga PT.Pertamina menerima kapal tersebut sudah siap beroperasi. Perhitungan biaya sewa kapal ini perlu mengetahui terlebih dahulu berapa harga sewa kapal per hari nya, lalu dijumlahkan selama total waktu yang sebelumnya sudah ditentukan untuk masing-masing kapal beroperasi. Berikut hasil perhitungan biaya sewa kapal selama di *running* 5 tahun dapat dilihat di Tabel 4.17

**Tabel 4. 17** Total Perhitungan Biaya Sewa Kapal Skema Depot Pangkalan Susu

Skenario	No	Nama Kapal	Total Day	USD / Day	Total Charter Rate	
					In USD	In Rupiah
1	1	Gas Soechi XXVIII	1825	\$5,365	<b>\$9,791,125</b>	<b>Rp 136,096,637,500.00</b>
	2	Gas Attaka		\$5,087	<b>\$9,283,775</b>	<b>Rp 129,044,472,500.00</b>
	3	Gas Natuna		\$6,100	<b>\$11,132,500</b>	<b>Rp 154,741,750,000.00</b>
	4	Gas Patra II		\$6,762	<b>\$12,340,650</b>	<b>Rp 171,535,035,000.00</b>
	5	Arjuna		\$4,269	<b>\$7,790,925</b>	<b>Rp 108,293,857,500.00</b>
3	1	Gas Attaka		\$5,087	<b>\$9,283,775</b>	<b>Rp 129,044,472,500.00</b>
	2	Navigator Marine		\$20,000	<b>\$52,925,000</b>	<b>Rp 507,350,000,000.00</b>
	3	Gas Soechi XXVIII		\$5,365	<b>\$9,791,125</b>	<b>Rp 136,096,637,500.00</b>

Catatan:

<b><i>Kurs</i></b>	<b>Rp 13,900</b>
--------------------	------------------

--> RKAP 2016

#### 4.2.4.3 Biaya Sandar Kapal

Biaya sandar kapal pada perhitungan ini bersumber pula pada data yang didapatkan dari PT. Pertamina Perkapalan. Perhitungan biaya sandar kapal merupakan biaya yang didapatkan dari kapal untuk satu kali bersandar dikali kan dengan jumlah frekuensi kedatangan kapal baik di *loading port* maupun *discharging port*. Hasil dari perhitungan biaya sandar kapal tersebut dapat dilihat di Tabel 4.18

**Tabel 4. 18** Hasil Perhitungan Biaya Sandar Kapal Skema Depot Pangkalan Susu

Skenario	No	Vessel Name	Port Charges	Frekuensi Kedatangan	
				Loading Port	Discharging Port
1	1	Gas Soechi	\$2,200	226	225
	2	Gas Attaka	\$2,200	230	229
	3	Gas Natuna	\$2,200	209	208
	4	Gas Patra II	\$2,200	220	219
	5	Arjuna	\$2,200	228	227
3	1	Gas Attaka	\$2,200	207	206
	2	Navigator Marine	\$15,000	129	128
	3	Gas Soechi	\$2,200	187	186

Skenario	No	Vessel Name	Total Port Charge	
			In USD	In Rupiah
1	1	Gas Soechi XXVIII	\$992,200	Rp 13,791,580,000.00
	2	Gas Attaka	\$1,009,800	Rp 14,036,220,000.00
	3	Gas Natuna	\$917,400	Rp 12,751,860,000.00
	4	Gas Patra II	\$965,800	Rp 13,424,620,000.00
	5	Arjuna	\$1,001,000	Rp 13,913,900,000.00
3	1	Gas Attaka	\$908,600	Rp 12,629,540,000.00
	2	Navigator Marine	\$3,855,000	Rp 53,584,500,000.00
	3	Gas Soechi XXVIII	\$820,600	Rp 11,406,340,000.00

Setelah menganalisa biaya masing-masing kapal, maka dengan cara menjumlahkan semuanya dapat diperoleh total biaya operasional kapal untuk skenario-skenario perbaikan yang sebelumnya sudah dibangun. Selengkapnya dapat dilihat di Tabel 4.19

**Tabel 4. 19** Total Biaya Pengapalan Skema Depot Pangkalan Susu

<b>SKENARIO 1</b>				
<b>No</b>	<b>Nama Kapal</b>	<b>Operational Cost</b>		
		<b>Bunker Cost</b>	<b>Port Charges</b>	<b>Charter Rate</b>
1	Gas Soechi XXVIII	Rp 25,408,648,920	Rp 13,791,580,000	Rp 136,096,637,500
2	Gas Attaka	Rp 26,113,484,909	Rp 14,036,220,000	Rp 129,044,472,500
3	Gas Natuna	Rp 20,285,069,528	Rp 12,751,860,000	Rp 154,741,750,000
4	Gas Patra II	Rp 33,789,472,455	Rp 13,424,620,000	Rp 171,535,035,000
5	Arjuna	Rp 30,597,648,804	Rp 13,913,900,000	Rp 108,293,857,500

<b>SKENARIO 3</b>				
<b>No</b>	<b>Nama Kapal</b>	<b>Operational Cost</b>		
		<b>Bunker Cost</b>	<b>Port Charges</b>	<b>Charter Rate</b>
1	Gas Attaka	Rp 20,152,564,797	Rp 12,629,540,000	Rp 129,044,472,500
2	Navigator Marine	Rp 69,031,,841,972	Rp 53,584,500,000	Rp 507,350,000,000
3	Gas Soechi XXVIII	Rp 25,543,264,380	Rp 11,406,340,000	Rp 136,096,637,500

Untuk memenuhi peningkatan kebutuhan Depot Pangkalan Susu dengan studi kasus selama 5 tahun ke depan, Skenario Perbaikan 1 dengan jumlah kapal yang bertugas 5 kapal membutuhkan biaya operasional kapal sebesar Rp 903.824.257 , sedangkan Skenario Perbaikan 3 dengan jumlah kapal yang bertugas 3 kapal membutuhkan biaya operasional kapal sebesar Rp 964,839161,148.

#### 4.3 Skema Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina Tujuan Depot Lampung



**Gambar 4.11** Peta Wilayah Skema Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina Tujuan Depot Lampung

Pada dasarnya, tahap-tahap pengerjaan setiap skema adalah sama saja. Maka skema-skema selanjutnya hanya lah akan memberikan hasil-hasil dari tahapan detail yang sebelumnya sudah dibahas.

### 4.3.1 Pengumpulan Data

#### 4.3.1.1 Identifikasi *Loading Port*

*Loading Port* yang digunakan pada pembahasan ini yaitu *Ship to Ship* Teluk Semangka, dimana yang menjadi titik *loading* nya adalah Kapal Pertamina Gas I. Proses-proses identifikasinya pun sama saja seperti pembahasan sebelumnya. Selengkapnya tertera pada Tabel 4.20

**Tabel 4. 20** Identifikasi *Loading Port* STS Teluk Semangka

<b><i>Loading Port</i></b>	<b><i>Nama Kapal</i></b>	<b><i>Kapasitas tangki muatan (MT)</i></b>	<b><i>Draught (m)</i></b>
STS Teluk Semangka	Pertamina Gas 1	62800	13

#### 4.3.1.2 Identifikasi *Discharging Port*

*Discharging Port* pada pembahasan ini sesuai dengan tujuan muatan yang akan di suplai yaitu Depot Lampung. Proses identifikasinya sama dengan pembahasan sebelumnya.

**Tabel 4. 21** Identifikasi *Discharging Port* Depot Lampung

<b><i>Depot</i></b>	<b><i>Kapasitas Tangki Penampungan (MT)</i></b>	<b><i>Draught (m)</i></b>
Depot Lampung	6,500	9

#### 4.2.1.3 Analisa Kondisi Eksisting

Pada pembahasan in dengan diketahuinya letak dan posisi *loading / discharging port*, maka dapat ditentukan jarak antar keduanya.

**Tabel 4. 22** Jarak STS Teluk Semangka – Depot Lampung

<b>STS Teluk Semangka</b>	
<b>434 NM</b>	<b>Depot Lampung</b>

Pada kondisi eksisting, data yang didapatkan dari PT. Pertamina Perkapalan menyebutkan kebutuhan untuk pemasokan LPG di Depot Lampung sebesar 147.413 Metric Ton dalam periode 1 tahun pada tahun 2015. Dengan kebutuhan tersebut, maka PT. Pertamina Perkapalan melakukan distribusi kapal yang berjumlah 2 Kapal untuk dioperasikan.

**Tabel 4. 23** Operasi Kapal Kondisi Eksisting Depot Lampung

No	Nama Kapal	Type Kapal	DWT (MT)	Cargo Tank Capacity (MT)	Draft (m)
1	Asian Gas	Small LPG	3695	1650	5.7
2	Eleanor	Small LPG	2900	1500	5.5

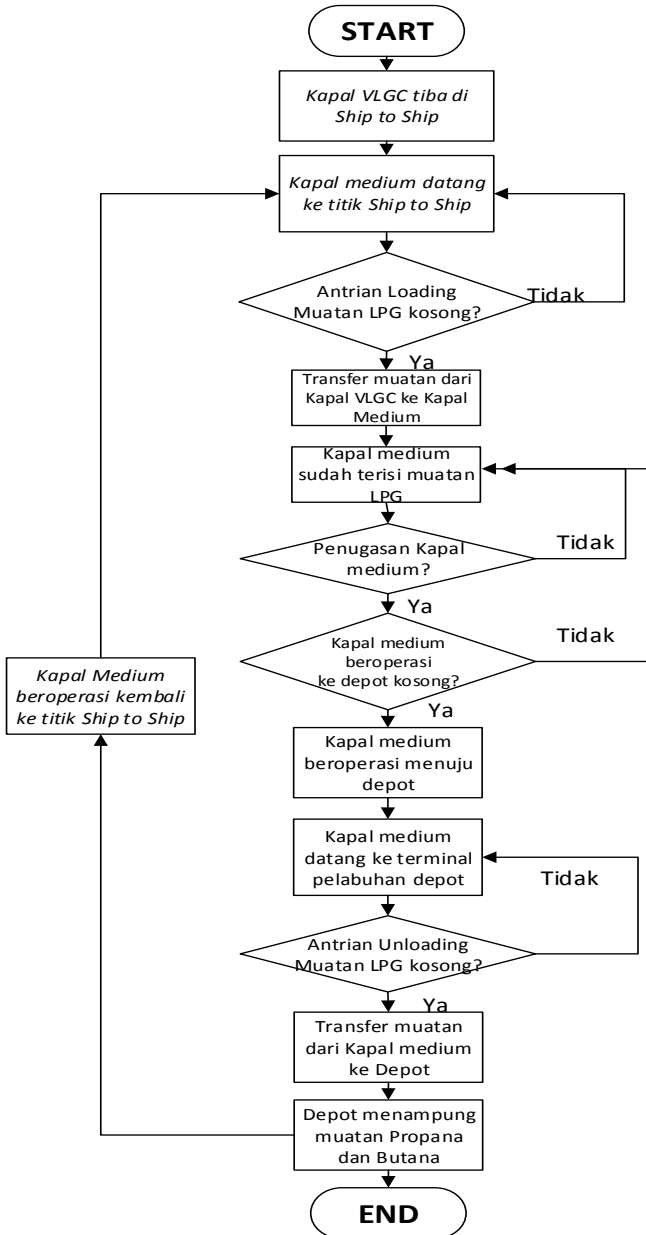
#### **4.3.2 Pengolahan Data**

Dari data-data yang sudah didapatkan, selanjutnya akan diolah dan dapat digunakan sebagai data inputan model simulasi. Pengolahan data pada penelitian ini menggunakan *Software*

##### **4.3.2.1 Pembuatan Model Simulasi pada *Software***

Sebelum membuat model dengan menggunakan *software* , hal yang harus dilakukan terlebih dahulu yaitu membuat model konseptual agar logika-logika modelling tidak sampai terjadi kesalahan. Model konseptual dapat dilihat pada Gambar 4.12





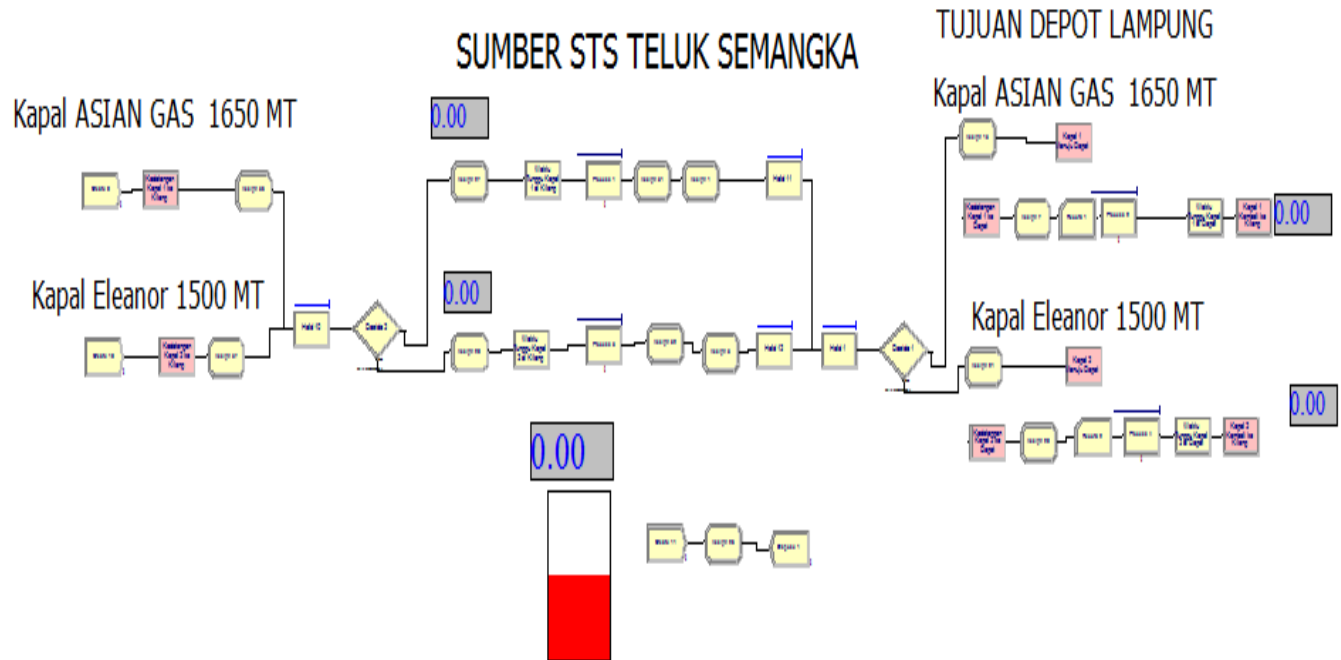
**Gambar 4.12** Model Konseptual Skema Depot Lampung

Setelah memahami model konseptual dengan logika-logika yang telah dibuat, langkah selanjutnya sama dengan pembahasan sebelumnya yaitu menganalisa distribusi data dari aktivitas riil yang terjadi pada kondisi eksisting Depot Lampung.

**Tabel 4. 24** Distribusi Data Keseluruhan Aktivitas Skema Pola Distribusi Eksisting Depot Lampung

No	Aktivitas	Ekpresi Distribusi
1	<i>Demand</i> 1 tahun Depot Lampung	TRIA(-0.001, 483, 592)
2	<i>Demand</i> 5 tahun Depot Lampung	NORM(442, 181))
3	<i>Record Data</i> Kecepatan Pompa STS Teluk Semangka	TRIA(110, 261, 1.02e+003))
4	<i>Record Data Waiting Time Loading Port</i> STS Teluk Semangka	NORM(6,0.6)
5	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Asian Gas (Laden)	NORM(10.7, 3.15)
6	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Asian Gas (Ballast)	NORM(11.4, 2.88)
7	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Asian Gas Mendekati Pelabuhan	UNIF (2, 6)
8	<i>Record Data</i> Kecepatan Pompa Kapal Asian Gas	TRIA(45, 116, 215)
9	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Eleanor (Laden)	NORM(11.4, 2.88)
10	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Eleanor (Ballast)	TRIA(9, 10, 19)
11	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Eleanor Mendekati Pelabuhan	UNIF (2, 6)
12	<i>Record Data</i> Kecepatan Pompa Kapal	NORM(136, 30)

Dengan dasaran model konseptual yang sudah dibuat dan distribusi data keseluruhan aktivitas dari skema pola distribusi kapal LPG PT. Pertamina tujuan Depot Lampung, maka selanjutnya dibuatlah model dengan menggunakan *Software* . Model dapat dilihat di Gambar 4.14.

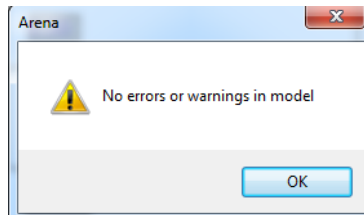


**Gambar 4.13** Model Eksisting Depot Lampung menggunakan *Software*.

### 4.3.2.2 Verifikasi dan Validasi Model

#### 4.3.2.2.1 Verifikasi

Seperti pembahasan sebelumnya, model eksisting ini perlu di verifikasi. Adapun hasil *running* yang telah dibuat, ditunjukkan bahwa model telah bebas dari error. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 4.14



**Gambar 4.14** Hasil Verifikasi Model Simulasi Skema Depot Lampung

#### 4.3.2.2.2 Validasi

Tahap selanjutnya setelah verifikasi yaitu validasi model dengan langkah-langkah seperti yang sebelumnya sudah dibahas. Berikut merupakan data riil jumlah muatan LPG yang dipasok ke Depot Lampung pada tahun 2015 serta hasil dari simulasi disajikan pada Tabel 4.25

**Tabel 4.25** Penentuan validasi Model Depot Lampung

No	Eksisting	Model
1	13,234	13400
2	9,594	13350
3	12,172	13350
4	11,190	5000
5	12,184	13350
6	12,992	15050
7	13,407	15050
8	13,259	15050
9	13,139	13300
10	9,484	15050
11	13,951	13350

12	12,604	13300
<b>Rata-rata</b>	12,268	13,217
<b>standar deviasi</b>	1462.253709	2714.88601
<b>variansi</b>	2138185.909	7370606.06
<b>N</b>	12	12

Dengan perhitungan yang sama pada pembahasan sebelumnya, hasil yang didapatkan *confidence interval*-nya adalah

$$[(x_1 - x_2) - hw \leq \mu_1 - \mu_2 \leq (x_1 - x_2) + hw]$$

$$-1703 \leq \mu_1 - \mu_2 \leq 80$$

Jika nilai 0 berada pada rentang  $\mu_1 - \mu_2$ , maka dapat ditarik kesimpulan bahwa tidak terdapat perbedaan yang signifikan antara hasil simulasi dengan kondisi *real system*, dan artinya hasil dari simulasi dapat dikatakan **valid**.

#### 4.3.2.3 Perhitungan Jumlah Replikasi

Perhitungan jumlah replikasi menggunakan cara yang sama pada pembahasan sebelumnya, yaitu dengan menggunakan metode *absolute* dengan nilai *error* yang akan ditanggung sebesar nilai *half width*-nya dan selang kepercayaan 95%. Berikut hasil perhitungannya

$$t_{n-1, \alpha/2} = 2,201$$

$$half\ width = \frac{t_{n-1, \alpha/2} \times s}{\sqrt{n}}$$

$$= 1724,96$$

$$Betha = half\ width$$

$$n' = \left( \frac{z_{\alpha/2} s^1}{\beta} \right)^2$$

$$= \left[ \frac{1.65 \times 2714}{1724,9} \right]$$

$$= 6.662 \approx 7$$

Dari hasil perhitungan diatas didapatkan jumlah replikasi simulasi untuk distribusi kapal LPG skema Depot Lampung yakni 7 kali.

### 4.3.3 Analisis dan Intrepretasi Hasil Pembuatan Model

Permasalahan yang diangkat pada penelitian ini yaitu terjadinya peningkatan kebutuhan di Depot Lampung sebesar 3% tiap tahunnya. Dengan batasan masalah pemodelan ini dibuat dalam rangka 5 tahun ke depan, maka setelah dilakukan *running* selama 5 tahun didapatkan kebutuhan Depot Lampung sebesar 806 ribu Metric Ton. Adapun untuk memenuhi kebutuhan tersebut, model eksisting perlu dicoba untuk diuji kembali atau diperlukan pula membangun skenario-skenario perbaikan dengan pertimbangan untuk memenuhi peningkatan kebutuhan dan juga biaya operasional kapal yang ekonomis. Dasaran-dasaran teknis yang dipergunakan untuk membangun skenario selama proses *running* antara lain :

1)	<b>Sarat Kapal</b>	$\leq$	<b>Sarat Terminal Pelabuhan</b>
	Sarat Kapal	$\leq$	9 meter
2)	<b>Muatan LPG di Depot</b>	$\geq$	<b>Safety Stock</b>
	Muatan LPG di Depot	$\geq$	300 MT
3)	<b>Muatan LPG di Depot</b>	$\leq$	<b>Kapasitas Maksimal Depot</b>
	Muatan LPG di Depot	$\leq$	6500 MT

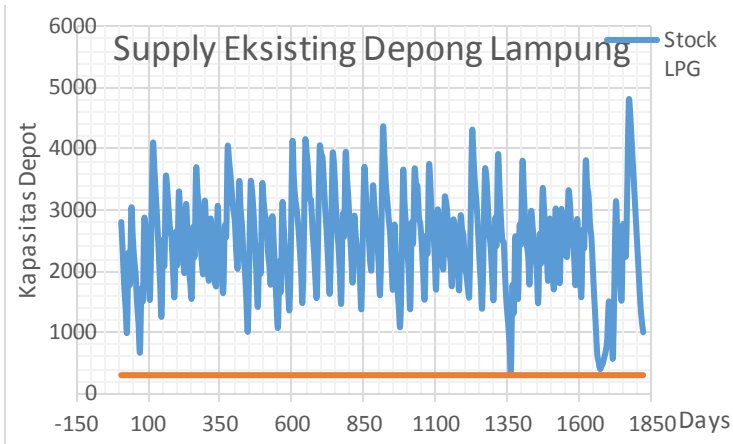
#### 4.3.3.1 Eksisting

Dari hasil simulasi model eksisting dengan pengoperasian 2 kapal pada pembahasan sebelumnya, didapatkan hasil sebagaimana yang tertera di Tabel 4.26

**Tabel 4.26** Hasil Simulasi Eksisting Skema Depot Lampung

No Replikasi	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Total Angkut Muatan LPG
1	Asian Gas	1650	271	447150
	Eleanor	1500	191	286500
	<b>Total</b>			<b>733650</b>

2	Asian			
	Gas	1650	268	442200
	Eleanor	1500	197	295500
	<b>Total</b>			737700
3	Asian			
	Gas	1650	279	460350
	Eleanor	1500	186	279000
	<b>Total</b>			739350
4	Asian			
	Gas	1650	251	414150
	Eleanor	1500	205	307500
	<b>Total</b>			721650
5	Asian			
	Gas	1650	265	437250
	Eleanor	1500	199	298500
	<b>Total</b>			735750
6	Asian			
	Gas	1650	262	432300
	Eleanor	1500	196	294000
	<b>Total</b>			726300
7	Asian			
	Gas	1650	265	437250
	Eleanor	1500	199	298500
	<b>Total</b>			735750



**Gambar 4.15** Grafik *Inventory Level* Stok LPG Eksisting di Depot Lampung

Dari hasil simulasi di atas diketahui walau selama proses supply muatan LPG tidak bermasalah dengan *safety stock* namun kondisi eksisting ini dengan jumlah trip yang sudah didapatkan dari hasil *running* hanya dapat menyuplai berkisar 735.000 MT, belum mampu memenuhi permintaan sebesar 825 ribu Metric Ton selama 5 tahun ke depan.

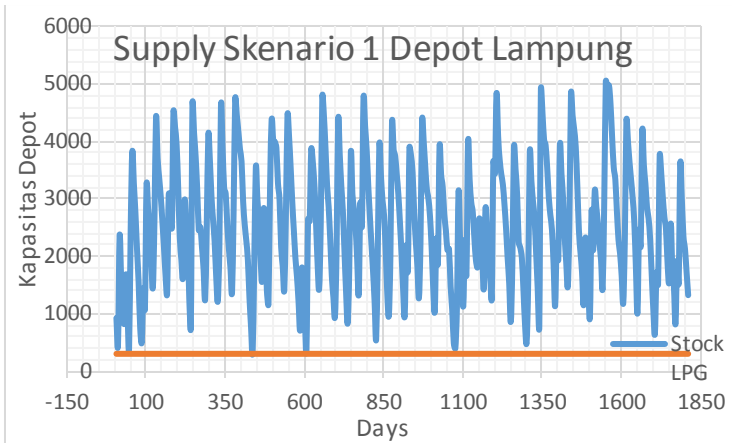
#### 4.3.3.2 Skenario Perbaikan 1

Melihat evaluasi pemodelan eksisting yang sudah dilakukan, pada skenario perbaikan ke-1 ini diberikan opsi untuk mengganti salah satu kapal yang berukuran *small* pada kondisi eksisting dengan kapal yang berukuran *medium*, yaitu kapal Arar (Kapasitas Angkut 2500 MT) yang sebelumnya sudah diidentifikasi dan termasuk dalam batasan masalah yang dibahas. Setelah dilakukan *running* dengan penugasan kapal tersebut, didapatkan hasil simulasi seperti pada Tabel 4.27



**Tabel 4. 27** Hasil Simulasi Skenario Perbaikan 1 Depot Lampung

No Replikasi	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Total Angkut Muatan LPG
1	Asian Gas	1650	200	330000
	Arar	2500	173	432500
	<b>Total</b>			762500
2	Asian Gas	1650	210	346500
	Arar	2500	170	425000
	<b>Total</b>			771500
3	Asian Gas	1650	200	330000
	Arar	2500	168	420000
	<b>Total</b>			750000
4	Asian Gas	1650	211	348150
	Arar	2500	176	440000
	<b>Total</b>			788150
5	Asian Gas	1650	211	348150
	Arar	2500	176	440000
	<b>Total</b>			788150
6	Asian Gas	1650	224	369600
	Arar	2500	168	420000
	<b>Total</b>			789600
7	Asian Gas	1650	210	346500
	Arar	2500	174	435000
	<b>Total</b>			781500



**Gambar 4.16** Grafik *Inventory Level* Stok Skenario 1 di Depot Lampung

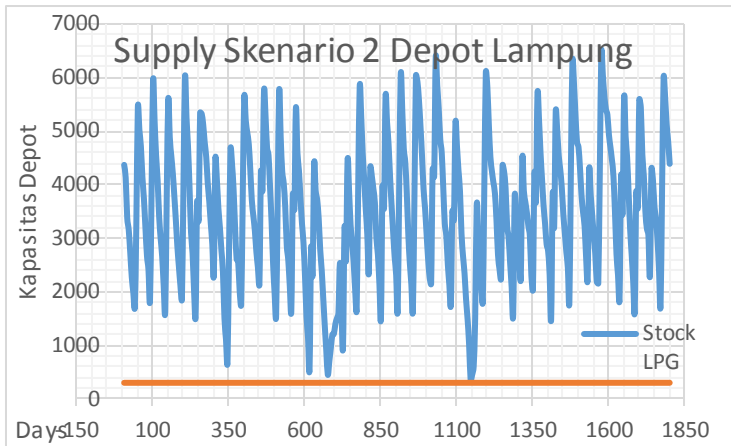
Sama hal nya dengan kondisi sebelumnya, skenario perbaikan 1 tidak bermasalah selama proses *running*, namun dengan kondisi ini skenario 1 belum berhasil mencukupi peningkatan kebutuhan Depot Lampung selama 5 tahun ke depan. Skenario perbaikan 1 dengan jumlah trip kapal yang sudah didapatkan hanya dapat menyuplai muatan LPG kisaran 780.000 MT.

#### 4.3.3.3 Skenario Perbaikan 2

Berdasarkan evaluasi yang ada dari skenario perbaikan 1, dimana hanya memberikan opsi mengganti 1 kapal berukuran *small* pada kondisi eksisting, maka pada skenario perbaikan 2 ini penulis memberikan opsi untuk mengganti penugasan kapal tersebut dengan 2 kapal yang berukuran *medium*. Kapal tersebut yaitu Kapal Arimbi dan Kapal Arar, dimana keduanya memiliki kapasitas angkut 2500 MT. selengkapnya hasil *running* dapat dilihat di Tabel 4.28

**Tabel 4. 28** Hasil Simulasi Skenario Perbaikan 2 di Depot Lampung

No Replikasi	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Total Angkut Muatan LPG
1	Arimbi	2500	145	362500
	Arar	2500	174	435000
	<b>Total</b>			797500
2	Arimbi	2500	140	350000
	Arar	2500	170	425000
	<b>Total</b>			775000
3	Arimbi	2500	155	387500
	Arar	2500	165	412500
	<b>Total</b>			800000
4	Arimbi	2500	144	360000
	Arar	2500	171	427500
	<b>Total</b>			787500
5	Arimbi	2500	151	377500
	Arar	2500	171	427500
	<b>Total</b>			805000
6	Arimbi	2500	152	380000
	Arar	2500	164	410000
	<b>Total</b>			790000
7	Arimbi	2500	155	387500
	Arar	2500	175	437500
	<b>Total</b>			825000



**Gambar 4.17** Grafik *Inventory Level* Stok Skenario 2 di Depot Lampung

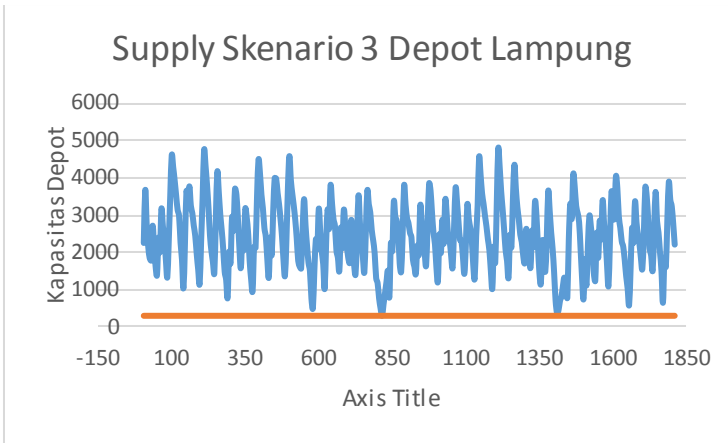
Melihat hasil daripada skenario perbaikan 2 ini dengan dioperasikannya 2 kapal medium, ternyata mampu menyuplai muatan LPG dengan kisaran 800 ribu MT. Artinya dengan skenario perbaikan 2 ini mampu memenuhi peningkatan kebutuhan Depot Lampung dengan studi kasus selama 5 tahun ke depan.

#### 4.3.3.4 Skenario Perbaikan 3

Berdasarkan evaluasi skenario perbaikan 2 yang menggantikan kapal berukuran *small* menjadi kapal *medium*, skenario perbaikan 3 memberikan opsi dari kondisi eksisting yang awalnya berjumlah 2 kapal ditambahkan menjadi 3 kapal berukuran *small*. Kapal yang ditambahkan yaitu kapal Gas Patra I (Kapasitas Angkut 1700 MT). selengkapnya hasil *running* dapat dilihat di Tabel 4.29

**Tabel 4. 29** Hasil Skenario Perbaikan 3 di Depot Lampung

No Replikasi	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Total Angkut Muatan LPG
1	Asian Gas	1650	206	339900
	Gas Patra I	1700	129	219300
	Eleanor	1500	184	276000
	<b>Total</b>			835200
2	Asian Gas	1650	192	316800
	Gas Patra I	1700	145	246500
	Eleanor	1500	176	264000
	<b>Total</b>			827300
3	Asian Gas	1650	181	298650
	Gas Patra I	1700	151	256700
	Eleanor	1500	181	271500
	<b>Total</b>			826850
4	Asian Gas	1650	199	328350
	Gas Patra I	1700	139	236300
	Eleanor	1500	174	261000
	<b>Total</b>			825650
5	Asian Gas	1650	201	331650
	Gas Patra I	1700	140	238000
	Eleanor	1500	183	274500
	<b>Total</b>			844150
6	Asian Gas	1650	194	320100
	Gas Patra I	1700	138	234600
	Eleanor	1500	180	270000
	<b>Total</b>			824700
7	Asian Gas	1650	203	334950
	Gas Patra I	1700	139	236300
	Eleanor	1500	180	270000
	<b>Total</b>			841250



**Gambar 4.18** Grafik *Inventory Level* Stok Skenario 3 LPG di Depot Lampung

Melihat hasil dari skenario perbaikan 3, dengan proses *supply* yang tidak bermasalah dengan *safety stock* pada depot dan hasil yang dapat menyuplai lebih dari 825 ribu MT selama 5 tahun, maka dapat dipastikan skenario perbaikan 3 dinyatakan memenuhi kebutuhan Depot Lampung selama 5 tahun ke depan.

#### 4.3.4 Analisis Biaya

Dari hasil simulasi didapatkan satu skenario yang mampu memenuhi permintaan kebutuhan LPG sebesar 825 ribu Metric Ton selama *running* 5 tahun. Pada penelitian ini, sesuai dengan pembahasan sebelumnya yang hanya akan menghitung biaya operasional kapal pada skenario yang mampu memenuhi saja. Adapun biaya yang dihitung sama seperti analisis biaya skema sebelumnya.

#### 4.3.4.1 Biaya Bahan Bakar

Pada perhitungan biaya bahan bakar setiap skema tidak ada yang berbeda, maka pada skema ini hanya akan menjelaskan hasil-hasil dari perhitungannya saja.

**Tabel 4.30** Penggunaan Bahan Bakar per Hari Skema  
Depot Lampung

Skenario	No	Vessel Name	Bunker Consumption (MT/Day)					
			Laden			Ballast		
			MFO	MDO	HSD	MFO	MDO	HSD
2	1	Arimbi	13.39	2.03	0.00	13.39	2.03	0.00
	2	Arar	8.50	1.00	0.00	8.30	1.00	0.00
3	1	Asian Gas	5.60	0.84	0.00	5.50	0.84	0.00
	2	Gas Patra 1	8.50	1.00	0.00	8.30	1.00	0.00
	3	Eleanor	9.00	0.00	0.75	8.70	0.00	0.75

Skenario	No	Vessel Name	Bunker Consumption (MT/Day)					
			Port					
			Loading			Discharge		
			MFO	MDO	HSD	MFO	MDO	HSD
2	1	Arimbi	1.17	1.68	0.00	1.27	1.78	0.00
	2	Arar	0.00	0.70	0.00	0.00	1.20	0.00
3	1	Asian Gas	0.00	0.64	0.00	0.00	1.54	0.00
	2	Gas Patra 1	0.00	0.70	0.00	0.00	1.20	0.00
	3	Eleanor	0.00	0.00	2.70	0.00	0.00	1.95

**Tabel 4.31** Total Waktu Operasi Kapal Selama 5 Tahun Skema Depot Lampung

Skenario	No	Vessel Name	Time (day)			
			Laden	Ballast	Port	
					Loading	Discharge
2	1	Arimbi	290	280	52	202
	2	Arar	264	240	36	121
3	1	Asian Gas	384	361	87	112
	2	Gas Patra 1	219	202	61	77.40
	3	Eleanor	289	299	77	91.85

**Tabel 4.32** Total Perhitungan Biaya Bahan Bakar per Kapal Skema Depot Lampung

Skenario	No	Vessel Name	Total Bunker Cost
2	1	Arimbi	<b>Rp 45,982,100,866.59</b>
	2	Arar	<b>Rp 23,942,234,341.84</b>
3	1	Asian Gas	<b>Rp 23,619,435,516.70</b>
	2	Gas Patra 1	<b>Rp 24,892,555,592.77</b>
	3	Eleanor	<b>Rp 25,628,991,695.11</b>

#### 4.3.4.2 Biaya Sewa Kapal

Pada perhitungan biaya sewa kapal skema ini didasarkan pula pada data primer yang dikeluarkan langsung oleh PT. Pertamina Perkapalan. Berikut hasil perhitungan biaya sewa kapal selama di *running* 5 tahun dapat dilihat di Tabel 4.33

**Tabel 4.33** Total Perhitungan Biaya Sewa Kapal Skema Depot Lampung

Skenario	No	Nama Kapal	Total Day	USD / Day	Total Charter Rate	
					In USD	In Rupiah
1	1	Arimbi	1825	\$3,091	\$5,641,075	<b>Rp 78,410,942,500.00</b>
	2	Arar		\$4,350	\$7,938,750	<b>Rp 110,348,625,000.00</b>
3	1	Asian Gas		\$4,950	\$9,033,750	<b>Rp 125,569,125,000.00</b>
	2	Gas Patra I		\$6,450	\$11,771,250	<b>Rp 163,620,375,000.00</b>
	3	Eleanor		\$4,975	\$9,079,375	<b>Rp 126,203,312,500.00</b>



#### 4.3.4.3 Biaya Sandar Kapal

Biaya sandar kapal pada perhitungan ini pula sama seperti sebelumnya, bersumber dari data yang dikeluarkan PT. Pertamina Perkapalan. Hasil dari perhitungan biaya sandar kapal tersebut dapat dilihat di Tabel 4.34

**Tabel 4.34** Total Perhitungan Biaya Sandar Kapal Skema Depot Lampung

No	Vessel Name	Port Charges	Frekuensi Kedatangan		Total Cost Port Charges	
			Loadin g Port	Discharging Port	In USD	In Rupiah
1	Arimbi	\$3,200	145	144	\$908,598	<b>Rp 12,629,512,200.00</b>
2	Arar	\$2,200	174	173	\$908,599	<b>Rp 12,629,526,100.00</b>
1	Asian Gas	\$2,200	207	206	\$908,600	<b>Rp 12,629,540,000.00</b>
2	Gas Patra I	\$2,200	129	128	\$565,400	<b>Rp 7,859,060,000.00</b>
3	Eleanor	\$2,200	187	186	\$820,600	<b>Rp 11,406,340,000.00</b>

Setelah menganalisa biaya masing-masing kapal, maka dengan cara menjumlahkan semuanya dapat diperoleh total biaya operasional kapal untuk skenario perbaikan yang sebelumnya sudah dibangun. Selengkapanya dapat dilihat di Tabel 4.35

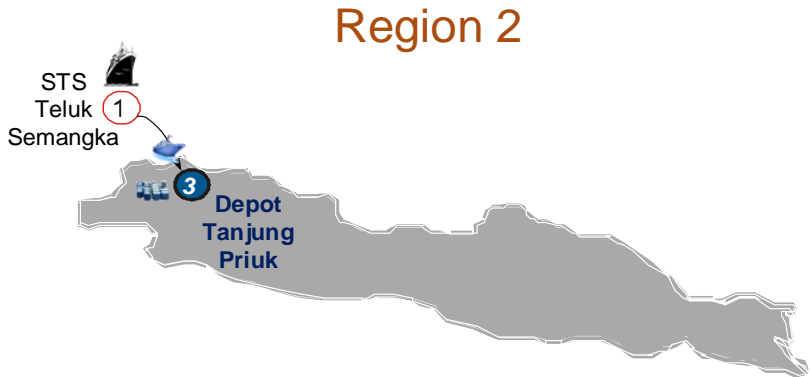
**Tabel 4.35** Total Biaya Operasional Kapal Skema Depot Lampung

Skenario 2			
Nama Kapal	Operational Cost		
	Bunker Cost	Port Charges	Charter Rate
Arimbi	Rp 45,982,100,867	Rp 12,629,512,200	Rp 78,410,942,500
Arar	Rp 23,942,234,342	Rp 12,629,526,100	Rp 110,348,625,000

Skenario 3			
Nama Kapal	Operational Cost		
	Bunker Cost	Port Charges	Charter Rate
Asian Gas	Rp 23,619,435,517	Rp 12,629,540,000	Rp 125,569,125,000
Gas Patra I	Rp 24,892,555,593	Rp 7,859,060,000	Rp 163,620,375,000
Eleanor	Rp 25,628,991,695	Rp 11,406,340,000	Rp 126,203,312,500

Untuk memenuhi peningkatan kebutuhan Depot Lampung dengan studi kasus selama 5 tahun ke depan, Skenario Perbaikan 2 dengan jumlah kapal yang bertugas 2 kapal membutuhkan biaya operasional kapal sebesar Rp 283.942.941.008 sedangkan skenario perbaikan 3 dengan jumlah kapal yang bertugas 3 kapal membutuhkan biaya operasional kapal sebesar Rp 521.428.735.304. Melihat pertimbangan biaya operasional kapal yang paling ekonomis terdapat pada skenario perbaikan 2.

#### 4.4 Skema Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina Tujuan Depot Tanjung Priuk



**Gambar 4.19** Peta Wilayah Skema Distribusi Kapal LPG PT. Pertamina Tujuan Depot Tanjung Priuk

Pada dasarnya, tahap-tahap pengerjaan setiap skema adalah sama saja. Maka skema-skema selanjutnya hanya lah akan memberikan hasil-hasil dari tahapan detail yang sebelumnya sudah dibahas.

#### 4.4.1 Pengumpulan Data

##### 4.3.1.1 Identifikasi *Loading Port*

*Loading Port* yang digunakan pada pembahasan ini sama dengan skema depot Lampung yaitu *Ship to Ship* Teluk Semangka, dimana yang menjadi titik *loading* nya adalah Kapal Pertamina Gas I. Proses-proses identifikasinya pun sama saja seperti pembahasan sebelumnya.

Selengkapnya tertera pada Tabel 4.36

**Tabel 4.36** Identifikasi *Loading Port* STS Teluk Semangka

<b><i>Loading Port</i></b>	<b><i>Nama Kapal</i></b>	<b><i>Kapasitas tangki muatan (MT)</i></b>	<b><i>Draught (m)</i></b>
STS Teluk Semangka	Pertamina Gas 1	62800	13

#### 4.3.1.2 Identifikasi *Discharging Port*

*Discharging Port* pada pembahasan ini sesuai dengan tujuan muatan yang akan di suplai yaitu Depot Tanjung Priuk. Proses identifikasinya sama dengan pembahasan sebelumnya.

**Tabel 4.37** Identifikasi *Discharging Port* Depot Tanjung Priuk

<b><i>Depot</i></b>	<b><i>Kapasitas Tangki Penampungan (MT)</i></b>	<b><i>Draught (m)</i></b>
Depot Tanjung Priuk	13.000	9

#### 4.2.1.3 Analisa Kondisi Eksisting

Pada pembahasan ini dengan diketahuinya letak dan posisi *loading / discharging port*, maka dapat ditentukan jarak antar keduanya.

**Tabel 4.38** Jarak STS Teluk Semangka – Depot Tanjung Priuk

<b>STS Teluk Semangka</b>	
<b>147 NM</b>	<b>Depot Tanjung Priuk</b>

Pada kondisi eksisting, data yang didapatkan dari PT. Pertamina Perkapalan menyebutkan kebutuhan untuk pemasokan LPG di Depot Tanjung Priuk sebesar 840 ribu Metric Ton dalam periode 1 tahun pada tahun 2015. Dengan kebutuhan tersebut, maka PT. Pertamina Perkapalan melakukan distribusi kapal yang berjumlah 3 Kapal untuk dioperasikan.

**Tabel 4. 39** Operasi Kapal Kondisi Eksisting Depot Tanjung Priuk

No	Nama Kapal	Type Kapal	DWT (MT)	Cargo Tank Capacity (MT)	Draft (m)
1	Widuri	Medium	16800	9400	9.4
2	Apoda	Meidum	17294	9700	9.2
3	Raggiana	Medium	23479	9100	10.5

#### 4.4.2 Pengolahan Data

Dari data-data yang sudah didapatkan, selanjutnya akan diolah dan dapat digunakan sebagai data inputan model simulasi. Pengolahan data pada penelitian ini menggunakan *Software*

##### 4.4.2.1 Pembuatan Model Simulasi pada *Software*

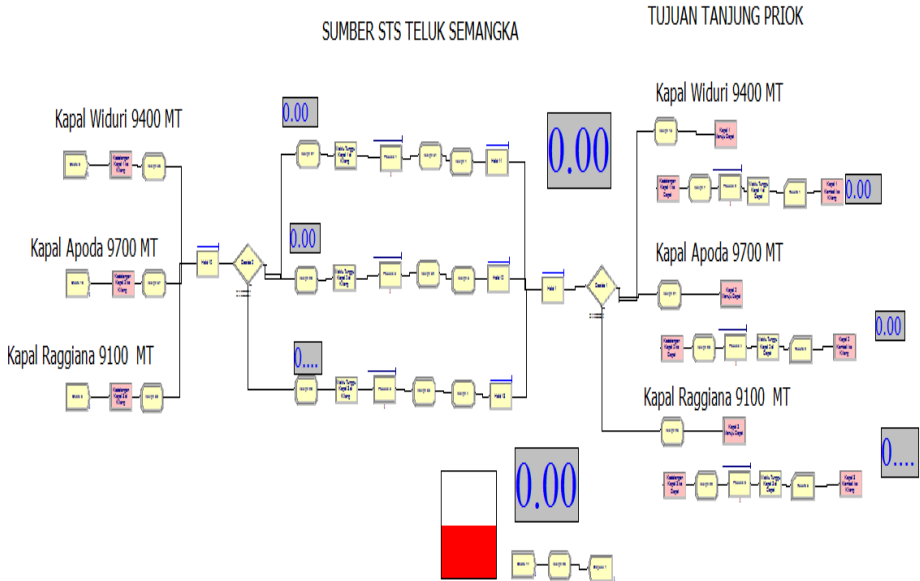
Sebelum membuat model dengan menggunakan *software*, hal yang harus dilakukan terlebih dahulu yaitu membuat model konseptual agar logika-logika modelling tidak sampai terjadi kesalahan. Karena Depot Tanjung Priuk mendapatkan muatan yang *loading port* nya adalah STS Teluk Semangka, maka model konseptual nya pun sama saja dengan Skema Depot Lampung.

Setelah memahami model konseptual dengan logika-logika yang telah dibuat, langkah selanjutnya sama dengan pembahasan sebelumnya yaitu menganalisa distribusi data dari aktivitas riil yang terjadi pada kondisi eksisting Depot Tanjung Priuk.

**Tabel 4.40** Distribusi Data Keseluruhan Aktivitas Skema Pola Distribusi Eksisiting Depot Tanjung Priuk

No	Aktivitas	Ekpresi Distribusi
1	<i>Demand</i> 1 tahun Depot Tanjung Priuk	NORM(2.42e+003, 761)
2	<i>Demand</i> 5 tahun Depot Tanjung Priuk	TRIA(-0.001, 1.33e+003, 1.69e+003)
3	<i>Record Data</i> Kecepatan Pompa STS Teluk Semangka	TRIA(110, 261, 1.02e+003))
4	<i>Record Data Waiting Time Loading Port</i> STS Teluk Semangka	NORM(6,0.6)
5	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Widuri (Laden)	NORM(15.2, 2.69)
6	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Widuri (Ballast)	NORM(15.5, 2.29)
7	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Widuri Mendekati Pelabuhan	UNIF (2, 6)
8	<i>Record Data</i> Kecepatan Pompa Kapal Widuri	NORM(114, 24.4)
9	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Raggiana (Laden)	NORM(13.6, 3.51)
10	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Raggiana (Ballast)	NORM(14, 3.01)
11	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Raggiana Mendekati Pelabuhan	UNIF (2, 6)
12	<i>Record Data</i> Kecepatan Pompa Kapal Raggiana	NORM(122, 38.4)
13	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Apoda (Laden)	NORM(13.1, 2.4)
14	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Apoda (Ballast)	NORM(14, 1.65)
15	<i>Record Data</i> Kecepatan Kapal Apoda Mendekati Pelabuhan	UNIF (2, 6)
16	<i>Record Data</i> Kecepatan Pompa Kapal Apoda	NORM(120, 33.8)

Dengan dasaran model konseptual yang sudah dibuat dan distribusi data keseluruhan aktivitas dari skema pola distribusi kapal LPG PT. Pertamina tujuan Depot Lampung, maka selanjutnya dibuatlah model dengan menggunakan *Software* . Model dapat dilihat di Gambar 4.20

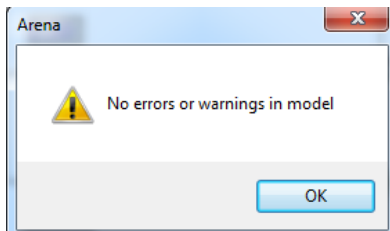


**Gambar 4. 20** Model Eksisting Depot Tanjung Priuk Menggunakan *Software*

#### 4.4.2.2 Verifikasi dan Validasi Model

##### 4.4.2.2.1 Verifikasi

Seperti pembahasan sebelumnya, model eksisting ini perlu di verifikasi. Adapun hasil *running* yang telah dibuat, ditunjukkan bahwa model telah bebas dari error. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 4.21



**Gambar 4.21** Hasil Verifikasi Model Simulasi Skema Depot Tanjung Priuk

#### 4.4.2.2.2 Validasi

Tahap selanjutnya setelah verifikasi yaitu validasi model dengan langkah-langkah seperti yang sebelumnya sudah dibahas. Berikut merupakan data riil jumlah muatan LPG yang dipasok ke Depot Tanjung Priuk pada tahun 2015 serta hasil dari simulasi disajikan pada Tabel 4.41

**Tabel 4.41** Penentuan Validasi Model Depot Tanjung Priuk

Bulan ke-	Eksisting	Model
1	73,391	76700
2	70,348	76700
3	68,647	76700
4	69,296	76700
5	71,124	67300
6	70,101	67300
7	76,262	57600
8	60,819	67300
9	68,538	67300
10	71,215	57600
11	72,374	67000
12	74,135	67000
<b>Rata-rata</b>	70,521	68,767
<b>standar deviasi</b>	3835	6849
<b>variansi</b>	14710523	46907879
<b>N</b>	12	12
<b>n-1</b>	11	11



Dengan perhitungan yang sama pada pembahasan sebelumnya, hasil yang didapatkan *confidence interval*-nya adalah

$$[(x_1 - x_2) - hw \leq \mu_1 - \mu_2 \leq (x_1 - x_2) + hw] \\ -543 \leq \mu_1 - \mu_2 \leq 4051$$

Jika nilai 0 berada pada rentang  $\mu_1 - \mu_2$ , maka dapat ditarik kesimpulan bahwa tidak terdapat perbedaan yang signifikan antara hasil simulasi dengan kondisi *real system*, dan artinya hasil dari simulasi dapat dikatakan **valid**.

#### 4.4.2.3 Perhitungan Jumlah Replikasi

Perhitungan jumlah replikasi menggunakan cara yang sama pada pembahasan sebelumnya, yaitu dengan menggunakan metode *absolute* dengan nilai *error* yang akan ditanggung sebesar nilai *half width*-nya dan selang kepercayaan 95%. Berikut hasil perhitungannya

$$t_{n-1, \alpha/2} = 2,201 \\ \text{half width} = \frac{t_{n-1, \alpha/2} \times s}{\sqrt{n}} \\ = 4351.63 \\ \text{Betha} = \text{half width}$$

$$n' = \left( \frac{z_{\alpha/2} s^1}{\beta} \right)^2 \\ = 6.662 \approx 7$$

Dari hasil perhitungan diatas didapatkan jumlah replikasi simulasi untuk distribusi kapal LPG skema Depot Lampung yakni 7 kali.

#### 4.4.3 Analisis dan Interpretasi Hasil Pembuatan Model

Permasalahan yang diangkat pada penelitian ini yaitu terjadinya peningkatan kebutuhan di Depot Tanjung Priuk sebesar 3,9 % tiap tahunnya. Dengan studi kasus pada pemodelan ini dibuat dalam rangka 5 tahun ke depan, maka setelah dilakukan *running* selama 5 tahun didapatkan kebutuhan Depot Tanjung Priuk sebesar 4,7 juta Metric Ton. Adapun untuk memenuhi kebutuhan tersebut,

model eksisting perlu dicoba untuk diuji kembali atau diperlukan pula membangun skenario-skenario perbaikan dengan pertimbangan untuk memenuhi peningkatan kebutuhan dan juga biaya operasional kapal yang ekonomis. Dasaran-dasaran yang dipergunakan dalam rangka membangun skenario perbaikan selama proses *running* antara lain :

1)	<b>Sarat Kapal</b>	<b>≤</b>	<b>Sarat Terminal Pelabuhan</b>
	Sarat Kapal	≤	9 meter
2)	<b>Muatan LPG di Depot</b>	<b>≥</b>	<b><i>Safety Stock</i></b>
	Muatan LPG di Depot	≥	1300 MT
3)	<b>Muatan LPG di Depot</b>	<b>≤</b>	<b>Kapasitas Maksimal Depot</b>
	Muatan LPG di Depot	≤	13000 MT

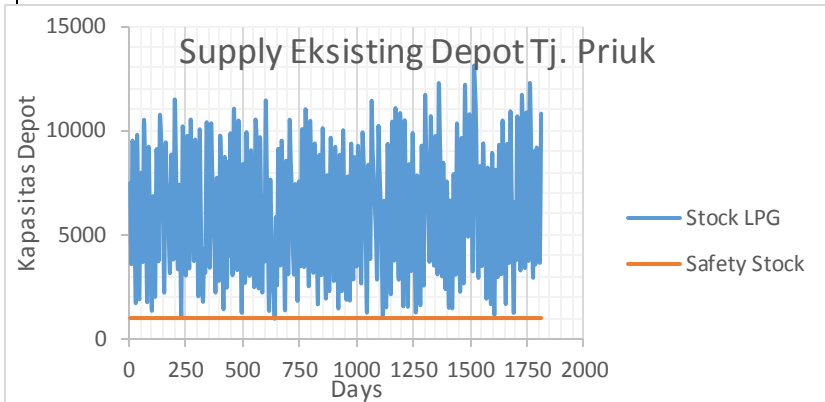
#### 4.4.3.1 Eksisting

Dari hasil simulasi model eksisting dengan pengoperasian 3 kapal pada pembahasan sebelumnya, didapatkan hasil sebagaimana yang tertera di Tabel 4.42

**Tabel 4. 42** Hasil Simulasi Eksisting Skema Depot Tanjung Priuk

No Replikasi	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Total Angkut Muatan LPG
1	Widuri	9400	161	1513400
	Apoda	9700	177	1716900
	Raggiana	9100	156	1419600
	<b>Total</b>			4749900
2	Widuri	9400	173	1626200
	Apoda	9700	164	1590800
	Raggiana	9100	164	1492400
	<b>Total</b>			4709400
3	Widuri	9400	171	1607400
	Apoda	9700	170	1649000
	Raggiana	9100	162	1474200
	<b>Total</b>			4730600
4	Widuri	9400	165	1551000

	Apoda	9700	168	1629600
	Raggiana	9100	159	1446900
	<b>Total</b>			4727500
5	Widuri	9400	169	1588600
	Apoda	9700	166	1610200
	Raggiana	9100	165	1501500
	<b>Total</b>			4700300
6	Widuri	9400	169	1588600
	Apoda	9700	166	1610200
	Raggiana	9100	159	1446900
	<b>Total</b>			4745700
7	Widuri	9400	170	1598000
	Apoda	9700	173	1678100
	Raggiana	9100	159	1446900
	<b>Total</b>			4723000



**Gambar 4. 22** Grafik *Inventory Level* Stok Eksisting di Depot Tanjung Priuk

Dari hasil simulasi di atas diketahui selama proses *supply* muatan LPG tidak bermasalah dengan persyaratan teknis yaitu *safety stock* pada depot tanjung priuk. Dan bila melihat jumlah trip kapal yang didapatkan dari hasil *running* dengan kondisi eksisting ini masih dapat menyuplai dengan kisaran total 4,74 juta MT selama 5 tahun ke depan, artinya kondisi eksisting masih dapat memenuhi peningkatan kebutuhan Depot Tanjung Priuk, yaitu sebesar 4,7 MT.

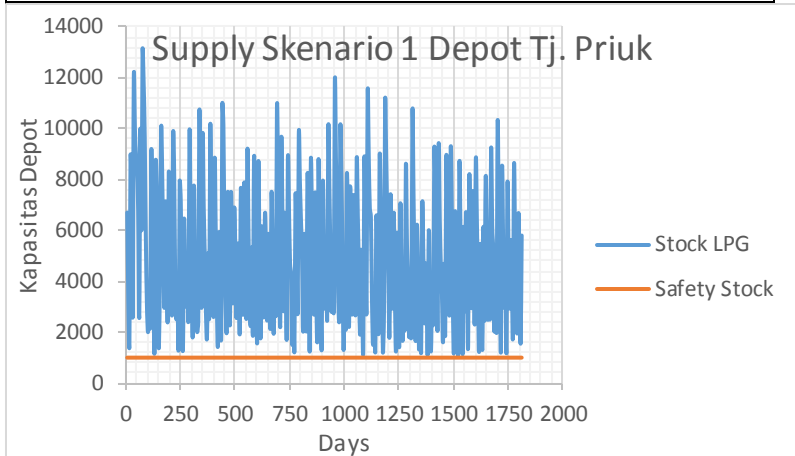
#### 4.4.3.2 Skenario Perbaikan 1

Dengan melihat kondisi eksisting yang masih memenuhi untuk kebutuhan dalam studi kasus 5 tahun ke depan, skenario perbaikan yang ada berguna untuk mencoba mencari biaya operasional kapal dengan pertimbangan yang memiliki nilai ekonomis. Pada skenario perbaikan 1 ini diberikan opsi penugasan kapal dengan mengganti salah satu kapal eksisting dengan kapal yang kapasitas angkut muatannya lebih kecil, yaitu Kapal Nusa Bintang (Kapasitas Angkut 6200 MT). Hasil dari simulasi tertera pada Tabel 4.43

**Tabel 4. 43** Hasil Simulasi Skenario Perbaikan 1 Depot Tanjung Priuk

No Replikasi	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Total Angkut Muatan LPG
1	Widuri	9400	180	1692000
	Apoda	9700	177	1716900
	Nusa Bintang	6200	211	1308200
	<b>Total</b>			4717100
2	Widuri	9400	180	1692000
	Apoda	9700	175	1697500
	Nusa Bintang	6200	204	1264800
	<b>Total</b>			4654300
3	Widuri	9400	182	1710800
	Apoda	9700	177	1716900
	Nusa Bintang	6200	200	1240000
	<b>Total</b>			4667700
4	Widuri	9400	183	1720200
	Apoda	9700	167	1619900
	Nusa Bintang	6200	215	1333000
	<b>Total</b>			4673100
5	Widuri	9400	192	1804800
	Apoda	9700	186	1804200
	Nusa Bintang	6200	179	1109800
	<b>Total</b>			4718800
6	Widuri	9400	191	1795400

7	Apoda	9700	184	1784800
	Nusa Bintang	6200	181	1122200
	<b>Total</b>			4702400
	Widuri	9400	185	1739000
	Apoda	9700	181	1755700
	Nusa Bintang	6200	206	1277200
	<b>Total</b>			4771900



**Gambar 4.23** Grafik *Inventory Level* Stok Skenario 1 di Depot Tanjung Priuk

Dari hasil simulasi di atas, terlihat dengan penggantian kapasitas angkut yang lebih kecil pada satu kapal masih dapat memenuhi persyaratan teknis serta peningkatan kebutuhan sampai 4,7 MT. Namun terlihat dari jumlah trip penugasan kapal yang ada pada skenario perbaikan 1 memang lebih banyak bila dibandingkan kondisi eksisting.

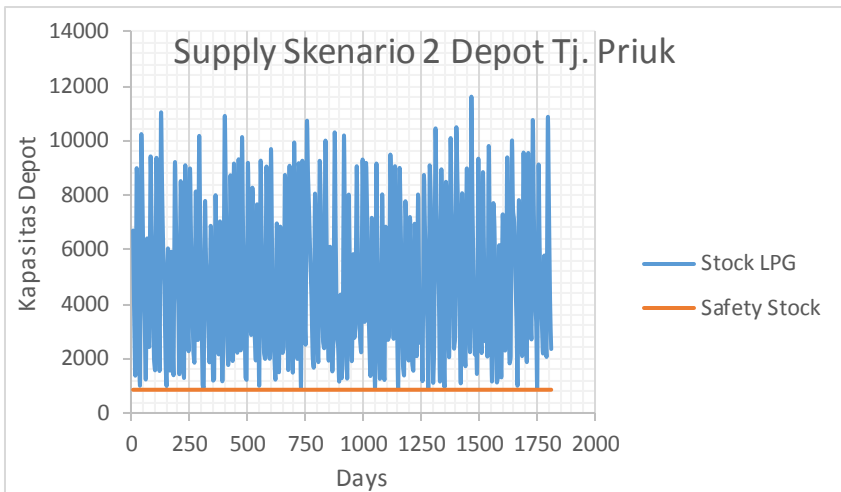
#### 4.4.3.3 Skenario Perbaikan 2

Berdasarkan skenario perbaikan 1 dengan pengurangan kapasitas angkut muatan pada satu kapal masih dapat memenuhi kebutuhan, maka skenario perbaikan 2 mencoba pula untuk mengurangi kapasitas angkut yang lebih kecil lagi daripada

skenario perbaikan 1. Kapal yang digunakan yaitu Kapal Artemis (Kapasitas Angkut 2500 MT). selengkapnya hasil dari simulasi skenario perbaikan terdapat pada Tabel 4.44

**Tabel 4.44** Hasil Simulasi Skenario Perbaikan 2 Depot Tanjung Priuk

No Replikasi	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Total Angkut Muatan LPG
1	Apoda	9700	204	1978800
	Widuri	9400	210	1974000
	Artemis	2500	220	550000
	<b>Total</b>			4502800
2	Apoda	9700	200	1940000
	Widuri	9400	215	2021000
	Artemis	2500	228	570000
	<b>Total</b>			4531000
3	Apoda	9700	205	1988500
	Widuri	9400	215	2021000
	Artemis	2500	203	507500
	<b>Total</b>			4517000
4	Apoda	9700	204	1978800
	Widuri	9400	209	1964600
	Artemis	2500	217	542500
	<b>Total</b>			4485900
5	Apoda	9700	200	1940000
	Widuri	9400	210	1974000
	Artemis	2500	215	537500
	<b>Total</b>			4451500
6	Apoda	9700	204	1978800
	Widuri	9400	208	1955200
	Artemis	2500	218	545000
	<b>Total</b>			4479000
7	Apoda	9700	206	1998200
	Widuri	9400	213	2002200
	Artemis	2500	219	547500
	<b>Total</b>			4547900



**Gambar 4. 24** Grafik *Inventory Level* Stok Skenario 2 di Depot Tanjung Priuk

Melihat hasil simulasi skenario perbaikan 2 dengan opsi penugasan kapal yang sudah dijelaskan sebelumnya, ternyata dengan jumlah trip yang sudah didapatkan dari hasil *running* hanya dapat menyuplai muatan LPG kisaran 4,5 juta MT selama 5 tahun ke depan. Artinya dengan skenario perbaikan 2 disimpulkan tidak memenuhi peningkatan kebutuhan pada permasalahan ini.

#### 4.4.3.4 Skenario Perbaikan 3

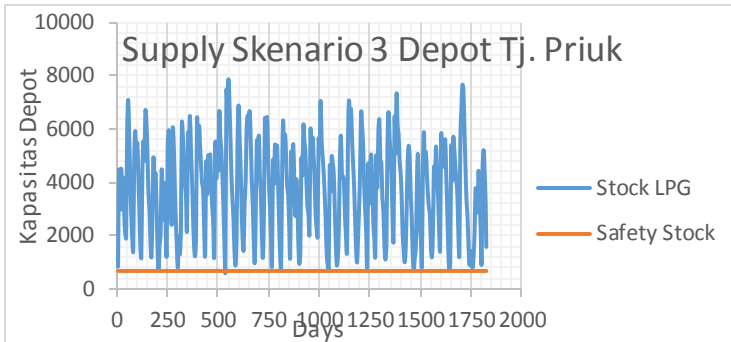
Berdasarkan pertimbangan skenario perbaikan 2 yang dikatakan tidak memenuhi, pada skenario perbaikan 3 ini akan coba diberikan opsi penambahan kapal dari skenario perbaikan 2 dengan kapal yang kapasitas angkutnya sama. Kapal tersebut merupakan Kapal Ambalat (Kapasitas Angkut 2500). Hasil dari simulasi pada skenario ini dapat dilihat pada Tabel 4.45

**Tabel 4.45** Hasil Simulasi Skenario Perbaikan 3

No Replikasi	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Total Angkut Muatan LPG
1	Apoda	9700	219	2124300
	Widuri	9400	228	2143200
	Artemis	2500	204	510000
	Ambalat	2500	167	417500
	<b>Total</b>			5195000
2	Apoda	9700	212	2056400
	Widuri	9400	214	2011600
	Artemis	2500	255	637500
	Ambalat	2500	218	545000
	<b>Total</b>			5250500
3	Apoda	9700	212	2056400
	Widuri	9400	215	2021000
	Artemis	2500	261	652500
	Ambalat	2500	222	555000
	<b>Total</b>			5284900
4	Apoda	9700	213	2066100
	Widuri	9400	216	2030400
	Artemis	2500	248	620000
	Ambalat	2500	218	545000
	<b>Total</b>			5261500
5	Apoda	9700	211	2046700
	Widuri	9400	216	2030400
	Artemis	2500	257	642500
	Ambalat	2500	222	555000
	<b>Total</b>			5274600
6	Apoda	9700	210	2037000
	Widuri	9400	219	2058600
	Artemis	2500	259	647500
	Ambalat	2500	218	545000
	<b>Total</b>			5288100
7	Apoda	9700	208	2017600
	Widuri	9400	219	2058600



Artemis	2500	268	670000
Ambalat	2500	212	530000
<b>Total</b>			<b>5276200</b>



**Gambar 4.25** Grafik *Inventory Level* Stok Skenario 3 di Depot Tanjung Priuk

Dari hasil simulasi pada skenario perbaikan 3 didapatkan bahwa persyaratan teknis tidak bermasalah, lalu untuk suplai muatan LPG selama 5 tahun ke depan dengan jumlah trip kapal yang sudah didapatkan menghasilkan kisaran 5,2 juta Metric Ton. Artinya dengan skenario perbaikan 3 ini dapat dikatakan mencukupi peningkatan kebutuhan pada Depot Tanjung Priuk.

#### 4.4.4 Analisis Biaya

Dari hasil simulasi didapatkan 3 kondisi pemodelan yang mampu memenuhi permintaan kebutuhan LPG sebesar 4,7 juta Metric Ton selama *running* 5 tahun. Pada penelitian ini, sesuai dengan pembahasan sebelumnya yang hanya akan menghitung biaya operasional kapal pada kondisi yang mampu memenuhi peningkatan kebutuhan saja. Adapun biaya-biaya yang dihitung sama seperti analisis biaya skema sebelumnya.

#### 4.4.4.1 Biaya Bahan Bakar

Pada perhitungan biaya bahan bakar setiap skema tidak ada yang berbeda dan dikarenakan cara-cara perhitungan sudah dijelaskan pula pada skema depot pangkalan susu, maka pada skema ini hanya akan menjelaskan hasil-hasil dari perhitungannya saja. Hasil dari perhitungan biaya bahan bakar dijelaskan pada Tabel

**Tabel 4. 46** Penggunaan Bahan Bakar per Hari Skema Depot Tanjung Priuk

Skenario	No	Vessel Name	Bunker Consumption (MT/Day)					
			Laden			Ballast		
			MFO	MDO	HSD	MFO	MDO	HSD
0	1	Widuri	0.00	28.10	0.00	0.00	28.10	0.00
	2	Apoda	19.70	0.00	0.00	17.70	0.00	0.00
	3	Raggiana	21.50	0.00	0.00	19.50	0.00	0.00
1	1	Widuri	0.00	28.10	0.00	0.00	28.10	0.00
	2	Apoda	19.70	0.00	0.00	17.70	0.00	0.00
	3	Nusa Bintang	26.50	0.00	0.10	22.50	0.10	0.20
3	1	Apoda	19.70	0.00	0.00	17.70	0.00	0.00
	2	Widuri	0.00	28.10	0.00	0.00	28.10	0.00
	3	Artemis	8.80	0.90	0.00	8.60	0.90	0.00
	4	Ambalat	13.39	2.03	0.00	13.39	2.03	0.00

Skenario	No	Vessel Name	Bunker Consumption (MT/Day)					
			Loading			Discharge		
			MFO	MDO	HSD	MFO	MDO	HSD
0	1	Widuri	0.00	3.50	0.00	0.00	4.00	0.00
	2	Apoda	3.70	0.00	0.00	5.70	0.00	0.00
	3	Raggiana	11.00	0.00	0.00	11.00	0.00	0.00
1	1	Widuri	0.00	3.50	0.00	0.00	4.00	0.00
	2	Apoda	3.70	0.00	0.00	5.70	0.00	0.00
	3	Nusa Bintang	5.00	0.00	0.10	6.50	0.00	0.10
3	1	Apoda	3.70	0.00	0.00	5.70	0.00	0.00
	2	Widuri	0.00	3.50	0.00	0.00	4.00	0.00
	3	Artemis	0.00	2.32	0.00	0.00	3.82	0.00
	4	Ambalat	1.17	1.68	0.00	1.27	1.78	0.00

**Tabel 4. 47** Total Waktu Operasi Kapal Selama 5 Tahun Skema Depot Tanjung Priuk

Skenario	No	Vessel Name	Time (day)			
			Sea Time		Port Time	
			Laden	Ballast	Loading	Discharge
0	1	Widuri	67	65	224	748
	2	Apoda	84	85	222	655
	3	Raggiana	78	72	201	683
1	1	Widuri	71	68	236	686
	2	Apoda	87	88	230	659
	3	Nusa Bintang	94	87	274	785
3	1	Apoda	70	69	211	614
	2	Widuri	80	80	239	610
	3	Artemis	97	94	201	545
	4	Ambalat	79	78	175	446

**Tabel 4. 48** Total Perhitungan Biaya Bahan Bakar per Kapal Skema  
Skema Depot Tanjung Priuk

Skenario	No	Vessel Name	Total Bunker Cost
0	1	Widuri	Rp 47,550,387,404.63
	2	Apoda	Rp 33,974,802,597.03
	3	Raggiana	Rp 56,375,499,885.44
1	1	Widuri	Rp 46,705,548,047.21
	2	Apoda	Rp 34,665,514,683.94
	3	Nusa Bintang	Rp 48,981,047,176.79
3	1	Apoda	Rp 30,291,659,059.29
	2	Widuri	Rp 47,059,966,863.68
	3	Artemis	Rp 24,419,329,172.24
	4	Ambalat	Rp 21,415,139,515.18

#### 4.4.4.2 Biaya Sewa Kapal

Pada perhitungan biaya sewa kapal skema ini didasarkan pula pada data primer yang dikeluarkan langsung oleh PT. Pertamina Perkapalan. Berikut hasil perhitungan biaya sewa kapal selama di *running* 5 tahun

**Tabel 4. 49** Total Perhitungan Biaya Sewa Kapal Depot Tanjung Priuk

Skenario	No	Nama Kapal	USD / Day	Total Charter Rate	
				In USD	In Rupiah
0	1	Widuri	\$9,588	\$17,498,100	Rp 243,223,590,000.00
	2	Apoda	\$29,000	\$52,925,000	Rp 735,657,500,000.00
	3	Raggiana	\$29,000	\$52,925,000	Rp 735,657,500,000.00
1	1	Widuri	\$9,588	\$17,498,100	Rp 243,223,590,000.00
	2	Apoda	\$29,000	\$52,925,000	Rp 735,657,500,000.00
	3	Nusa Bintang	\$22,995	\$41,965,875	Rp 583,325,662,500.00
3	1	Apoda	\$9,588	\$17,498,100	Rp 243,223,590,000.00
	2	Widuri	\$29,000	\$52,925,000	Rp 735,657,500,000.00
	3	Artemis	\$6,800	\$12,410,000	Rp 172,499,000,000.00
	4	Ambalat	\$5,087	\$9,283,775	Rp 129,044,472,500.00

#### 4.4.4.3 Biaya Sandar Kapal

Biaya sandar kapal pada perhitungan ini pula sama seperti sebelumnya, bersumber dari data yang dikeluarkan PT. Pertamina Perkapalan. Hasil dari perhitungan biaya sandar kapal tersebut dapat dilihat di Tabel 4.50

**Tabel 4.50** Total Perhitungan Biaya Sandar Kapal Skema Depot Tanjung Priuk

<i>Skenario</i>	<i>No</i>	<i>Vessel Name</i>	<i>Port Charges</i>	<i>Jumlah Trip Kapal</i>	<i>Total Cost Port Charges</i>	
					<i>In USD</i>	<i>In Rupiah</i>
0	1	Widuri	\$15,000	161	\$4,815,000	Rp 66,928,500,000.00
	2	Apoda	\$15,000	177	\$5,295,000	Rp 73,600,500,000.00
	3	Raggiana	\$15,000	156	\$4,665,000	Rp 64,843,500,000.00
1	1	Widuri	\$15,000	180	\$5,385,000	Rp 74,851,500,000.00
	2	Apoda	\$15,000	177	\$5,295,000	Rp 73,600,500,000.00
	3	Nusa Bintang	\$15,000	211	\$6,315,000	Rp 87,778,500,000.00
3	1	Apoda	\$15,000	219	\$6,555,000	Rp 91,114,500,000.00
	2	Widuri	\$15,000	228	\$6,825,000	Rp 94,867,500,000.00
	3	Artemis	\$2,200	204	\$895,400	Rp 12,446,060,000.00
	4	Ambalat	\$3,200	167	\$1,065,600	Rp 14,811,840,000.00

Setelah menganalisa biaya masing-masing kapal, maka dengan cara menjumlahkan semuanya dapat diperoleh total biaya pengapalan untuk skenario perbaikan yang sebelumnya sudah dihitung. Selengkapnya dapat dilihat di Tabel 4.51

**Tabel 4.51** Total Biaya Operasional Kapal Skema Depot Tanjung Priuk

<b>Skenario 0</b>				
<b>Nama Kapal</b>	<b>Operational Cost</b>			
	<b>Bunker Cost</b>	<b>Port Charges</b>	<b>Charter Rate</b>	
Widuri	Rp 47,550,387,405	Rp 66,928,500,000	Rp 243,223,590,000	
Apoda	Rp 33,974,802,597	Rp 73,600,500,000	Rp 735,657,500,000	
Raggiana	Rp 56,375,499,885	Rp 64,843,500,000	Rp 735,657,500,000	

<b>Skenario 1</b>				
<b>Nama Kapal</b>	<b>Operational Cost</b>			
	<b>Bunker Cost</b>	<b>Port Charges</b>	<b>Charter Rate</b>	
Widuri	Rp 46,705,548,047	Rp 74,851,500,000	Rp 243,223,590,000	
Apoda	Rp 34,665,514,684	Rp 73,600,500,000	Rp 735,657,500,000	
Nusa Bintang	Rp 48,981,047,177	Rp 87,778,500,000	Rp 583,325,662,500	

<b>Skenario 3</b>				
<b>Nama Kapal</b>	<b>Operational Cost</b>			
	<b>Bunker Cost</b>	<b>Port Charges</b>	<b>Charter Rate</b>	
Apoda	Rp 30,291,659,059	Rp 91,114,500,000	Rp 243,223,590,000	
Widuri	Rp 47,059,966,864	Rp 94,867,500,000	Rp 735,657,500,000	
Artemis	Rp 24,419,329,172	Rp 12,446,060,000	Rp 172,499,000,000	
Ambalat	Rp 21,415,139,515	Rp 14,811,840,000	Rp 129,044,472,500	

Untuk memenuhi kebutuhan Depot Tanjung Priuk selama 5 tahun ke depan, kondisi eksisting dengan jumlah kapal yang bertugas 3 kapal membutuhkan biaya pengapalan sebesar Rp 2.045.905.800.621 , Skenario Perbaikan 1 dengan jumlah kapal yang bertugas 3 kapal membutuhkan biaya pengapalan sebesar Rp 1.916.319.584.836, dan Skenario Perbaikan 3 dengan jumlah kapal yang bertugas 4 kapal membutuhkan biaya pengapalan sebesar Rp 1.572.725.322.186. Melihat pertimbangan biaya operasional kapal yang paling ekonomis terdapat pada skenario perbaikan 3

## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian tugas akhir tentang pemodelan distribusi kapal LPG PT. Pertamina untuk memenuhi rantai pasok LPG di Indonesia bagian barat menggunakan metode simulasi diskrit, didapat beberapa kesimpulan antara lain :

1. Terdapat beberapa aktivitas maupun kondisi yang mempengaruhi pola pendistribusian kapal LPG pada penelitian ini, diantaranya yaitu kecepatan kapal saat membawa muatan LPG atau ballast, kecepatan kapal saat di laut lepas atau saat mendekati pelabuhan, kecepatan pompa saat digunakan *loading* atau *unloading*.
2. Berdasarkan hasil simulasi yang telah dilakukan untuk memenuhi peningkatan kebutuhan yang semakin meningkat di masing-masing depot, terdapat beberapa hal yang dapat dilakukan yaitu untuk membangun skenario yaitu dengan variasi jumlah dan ukuran kapal yang beroperasi dalam skema distribusi kapal tersebut.

**Tabel 5.1** Variasi Sistem

<b>Variabel Keputusan</b>	<b>Variabel Respon</b>
Jumlah Kapal	Frekuensi Pengiriman
Kapasitas Kapal	Utilitas Kapal

3. Dari analisis hasil simulasi, terdapat skenario yang berhasil untuk memenuhi peningkatan kebutuhan untuk masing-masing depot. Berikut hasil analisis skenario yang direkomendasikan per masing-masing skema depot tersebut :

### A. Skema Depot Pangkalan Susu

Pada skema ini, skenario yang mampu memenuhi peningkatan kebutuhan sebesar 2 juta MT adalah skenario perbaikan 1 dan 3. Namun berdasar pertimbangan revisi siding akhir untuk memberikan rekomendasi dengan hasil utilitas yang tinggi, maka dibuatlah skenario baru yang selanjutnya disebut skenario perbaikan 4 .

#### - Skenario Perbaikan 4

Pada skenario ini memiliki nilai utilitasnya yang lebih tinggi dan hasilnya dinyatakan dapat menyuplai kebutuhan *demand* Depot Pangkalan Susu sebesar 2.010.000 Metric Ton dengan nilai utilitas masing-masing kapal sebagai berikut :

**Tabel 5. 2** Nilai Utilitas dari Skenario 4 Depot Pangkalan Susu

No	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Nilai Utilisasi
1	Sinar Tarakan	1500	272	0.71
2	Gas Attaka	1950	262	0.63
3	Alia 1	970	268	0.6
4	Gas Patra II	1700	264	0.67
5	Arjuna	1400	268	0.612

### B. Skema Depot Lampung

Pada skema ini, skenario yang mampu memenuhi peningkatan kebutuhan sebesar 800 ribu MT adalah skenario perbaikan 2 dan 3. Namun berdasar pertimbangan revisi siding akhir untuk memberikan rekomendasi dengan hasil utilitas yang tinggi, maka dibuatlah skenario baru yang selanjutnya disebut skenario perbaikan 4.



- Skenario Perbaikan 4

Pada skenario ini, dengan konfigurasi kapal yang berjumlah 2 kapal, hasilnya dinyatakan mampu menyuplai kebutuhan *demand* Depot Pangkalan Susu sebesar 820 ribu Metric Ton. Dan nilai utilitasnya sebagai berikut :

**Tabel 5.3** Nilai Utilitas dari Skenario 2 Depot Lampung

No	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Nilai Utilitas
1	Symbio One	1500	230	0.66
2	Arimbi	2500	199	0.71

**C. Skema Depot Tanjung Priuk**

Pada skema ini, skenario yang mampu memenuhi peningkatan kebutuhan sebesar 4,7 juta MT adalah kondisi eksisting, skenario perbaikan 1 dan 3. Namun berdasar pertimbangan revisi siding akhir untuk memberikan rekomendasi dengan hasil utilitas yang tinggi, maka dipilih skenario perbaikan 1.

- Skenario Perbaikan 1

Pada skenario ini, dengan konfigurasi kapal yang berjumlah 3 kapal, hasilnya dinyatakan mampu menyuplai kebutuhan *demand* Depot Pangkalan Susu sebesar 4,71 juta Metric Ton. Dan nilai utilitasnya sebagai berikut :

**Tabel 5.4** Nilai Utilitas dari Skenario 1 Depot Tanjung Priuk

No	Nama Kapal	Kapasitas (MT)	Jumlah Trip	Nilai Utilitas
1	Widuri	9400	180	0.685
2	Apoda	9700	177	0.689
3	Nusa Bintang	6200	211	0.737

## 5.2 Saran

Berdasarkan hasil penelitian tugas akhir yang telah dilakukan, maka beberapa saran yang dapat diberikan adalah sebagai berikut :

1. Untuk mendapatkan pola distribusi yang efektif, melihat evaluasi yang ada dapat dibuatkan *loading port* dekat dengan titik depot yang ada, salah satunya titik STS cukup membantu untuk mengefektifkan dan mengefisiensikan pola distribusi kapal
2. Untuk penelitian selanjutnya, disarankan membangun skenario pemodelan distribusi LPG yang bukan hanya melakukan variasi jumlah dan muatan kapal, namun rute pelayaran yang lebih dari satu tujuan depot dapat pula dijadikan variasi skenario.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Dewan Energi Nasional, “Outlook Energi Indonesia 2014”, Jakarta, 2014
- [2] Gasdom. “Rencana konversi minyak tanah ke LPG tahun 2009”. Jakarta: Pertamina, 2008.
- [3] Harrell, C., B.K. Ghosh and R.O. Bowden, Jr., “*Simulation Using Promodel*”, McGraw-Hill, Singapore, 2003.
- [4] Wiralaksana, A. P. “Optimasi Penjadwalan Rute Pelayarann Kapal Distribusi LPG PT. Pertamina Berdasarkan Skenario Perubahan Komposisi, 30% Propan – 70% Butan” , Surabaya: Jurusan Teknik Sistem Perkapalan ITS, 2010
- [5] Anggraini, Dystian. Optimasi Konfigurasi Jaringan Supply Chain Hulu Gas LPG 3Kg di Indonesia. Jurusan Teknik Industri. ITS, 2008
- [6] Kementerian ESDM, “Kajian Suplly Demand Energy”, Jakarta, 2012
- [7] Novada, Indah. “Analisis Konsumsi dan Perilaku Masyarakat Terhadap Penggunaan Gas Elpiji”. Jurusan Teknik Industri. Universitas Sebelas Maret. Surakarta, 2011.
- [7] Rahmita, Kalim. “Studi Simulasi Angkutan Batubara Untuk Memenuhi Peningkatan Kebutuhan di PLTU Suralaya”. Jurusan Teknik Sistem Perkapalan. Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Surabaya, 2012.

*Halaman Ini Sengaja Dikosongkan*

## LAMPIRAN

### LAMPIRAN A

#### Lampiran Skema Depot Pangkalan Susu

#### I. Record Data

Month	Daily Of Take (DOT) Pangkalan Susu					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
JANUARI	393	404.3471	416.47751	428.9718384	441.8409935	455.0962233
	1,318	1357.21	1397.9267	1439.864513	1483.060449	1527.552262
	1,268	1306.04	1345.2212	1385.577836	1427.145171	1469.959526
	1,210	1246.3	1283.689	1322.19967	1361.86566	1402.72163
	0	0	0	0	0	0
	1,304	1343.213	1383.5091	1425.014353	1467.764784	1511.797728
	1,201	1237.421	1274.544	1312.780363	1352.163774	1392.728687
	1,226	1262.78	1300.6634	1339.683302	1379.873801	1421.270015
	1,248	1285.44	1324.0032	1363.723296	1404.634995	1446.774045
	1,393	1434.79	1477.8337	1522.168711	1567.833772	1614.868785
	1,321	1360.63	1401.4489	1443.492367	1486.797138	1531.401052
	0	0	0	0	0	0
	1,329	1368.87	1409.9361	1452.234183	1495.801208	1540.675245
	1,028	1058.552	1090.3081	1123.017392	1156.707914	1191.409152
	1,237	1274.038	1312.259	1351.626808	1392.175612	1433.940881
	1,160	1194.316	1230.1454	1267.049738	1305.06123	1344.213067
	1,194	1229.82	1266.7146	1304.716038	1343.857519	1384.173245
	1,248	1285.656	1324.226	1363.952769	1404.871352	1447.017492
	0	0	0	0	0	0
	1,246	1283.349	1321.8496	1361.50506	1402.350212	1444.420718
	1,212	1248.309	1285.7578	1324.330488	1364.060402	1404.982214
	1,248	1285.44	1324.0032	1363.723296	1404.634995	1446.774045
	1,171	1206.109	1242.2927	1279.561462	1317.948306	1357.486756
	1,138	1172.14	1207.3042	1243.523326	1280.829026	1319.253897
	1,180	1215.4	1251.862	1289.41786	1328.100396	1367.943408
	0	0	0	0	0	0
	1,193	1229.274	1266.1523	1304.136893	1343.260999	1383.558829
	1,115	1148.017	1182.4579	1217.93166	1254.469609	1292.103698
	1,119	1152.477	1187.0516	1222.663168	1259.343063	1297.123354
	1,077	1109.815	1143.1091	1177.402415	1212.724488	1249.106222
	982	1011.46	1041.8038	1073.057914	1105.249651	1138.407141

FEBRUARI	1,113	1146.39	1180.7817	1216.205151	1252.691306	1290.272045
	0	0	0	0	0	0
	1,155	1189.928	1225.6259	1262.394721	1300.266563	1339.27456
	1,179	1213.989	1250.4086	1287.920824	1326.558449	1366.355202
	1,185	1220.55	1257.1665	1294.881495	1333.72794	1373.739778
	1,234	1270.969	1309.0976	1348.370482	1388.821596	1430.486244
	1,146	1180.38	1215.7914	1252.265142	1289.833096	1328.528089
	1,157	1191.998	1227.7584	1264.591103	1302.528836	1341.604701
	0	0	0	0	0	0
	1,177	1212.609	1248.987	1286.45657	1325.050267	1364.801775
	1,220	1256.157	1293.8418	1332.657067	1372.636779	1413.815883
	1,159	1194.048	1229.8695	1266.765629	1304.768598	1343.911656
	1,111	1144.68	1179.0206	1214.391224	1250.822961	1288.34765
	1,162	1196.86	1232.7658	1269.748774	1307.841237	1347.076474
	1,113	1146.39	1180.7817	1216.205151	1252.691306	1290.272045
	0	0	0	0	0	0
	1,169	1204.235	1240.3618	1277.572699	1315.89988	1355.376877
	1,178	1212.907	1249.2946	1286.773461	1325.376664	1365.137964
	1,058	1090.059	1122.7611	1156.443911	1191.137229	1226.871346
	1,113	1146.174	1180.5589	1215.975678	1252.454949	1290.028597
	1,086	1118.58	1152.1374	1186.701522	1222.302568	1258.971645
	1,050	1081.5	1113.945	1147.36335	1181.784251	1217.237778
	0	0	0	0	0	0
	1,203	1238.822	1275.9869	1314.266472	1353.694466	1394.3053
	1,103	1135.987	1170.0666	1205.168608	1241.323667	1278.563377
	1,150	1184.088	1219.6106	1256.198959	1293.884928	1332.701476
	1,124	1157.617	1192.3455	1228.115875	1264.959352	1302.908132
	1,071	1103.13	1136.2239	1170.310617	1205.419936	1241.582534

MARET	1,022	1052.66	1084.2398	1116.766994	1150.270004	1184.778104
	0	0	0	0	0	0
	1,213	1249.555	1287.0414	1325.652687	1365.422268	1406.384936
	1,127	1160.553	1195.3691	1231.230147	1268.167052	1306.212063
	1,087	1119.898	1153.4954	1188.100213	1223.743219	1260.455516
	1,147	1181.204	1216.6401	1253.139324	1290.733503	1329.455508
	1,067	1099.01	1131.9803	1165.939709	1200.9179	1236.945437
	1,076	1108.342	1141.5921	1175.839816	1211.11501	1247.44846
	0	0	0	0	0	0
	1,170	1205.152	1241.306	1278.545226	1316.901583	1356.408631
	1,133	1167.072	1202.0846	1238.147109	1275.291522	1313.550268
	1,161	1195.377	1231.2381	1268.175247	1306.220505	1345.40712
	1,185	1220.426	1257.0392	1294.750368	1333.592879	1373.600665
	1,077	1109.31	1142.5893	1176.866979	1212.172988	1248.538178
	1,138	1172.14	1207.3042	1243.523326	1280.829026	1319.253897
	0	0	0	0	0	0
	1,164	1198.92	1234.8876	1271.934228	1310.092255	1349.395022
	1,118	1151.025	1185.5558	1221.122423	1257.756095	1295.488778
	1,248	1285.44	1324.0032	1363.723296	1404.634995	1446.774045
	1,157	1191.195	1226.9309	1263.738776	1301.650939	1340.700467
	1,187	1222.61	1259.2883	1297.066949	1335.978957	1376.058326
	1,106	1139.18	1173.3554	1208.556062	1244.812744	1282.157126
	0	0	0	0	0	0
	1,187	1222.61	1259.2883	1297.066949	1335.978957	1376.058326
	1,235	1271.535	1309.6811	1348.971482	1389.440626	1431.123845
	1,126	1159.78	1194.5734	1230.410602	1267.32292	1305.342608
	1,208	1244.24	1281.5672	1320.014216	1359.614642	1400.403082
	1,205	1241.15	1278.3845	1316.736035	1356.238116	1396.92526
	1,135	1168.535	1203.5911	1239.698782	1276.889745	1315.196437
	0	0	0	0	0	0
	1,103	1136.09	1170.1727	1205.277881	1241.436217	1278.679304

APRIL	1,260	1297.8	1336.734	1376.83602	1418.141101	1460.685334
	1,183	1217.975	1254.5143	1292.149678	1330.914168	1370.841593
	1,238	1275.356	1313.617	1353.025499	1393.616264	1435.424752
	1,275	1313.25	1352.6475	1393.226925	1435.023733	1478.074445
	1,142	1176.26	1211.5478	1247.894234	1285.331061	1323.890993
	0	0	0	0	0	0
	1,224	1260.936	1298.7644	1337.727321	1377.85914	1419.194914
	1,230	1267.209	1305.2253	1344.382028	1384.713489	1426.254894
	731	752.93	775.5179	798.783437	822.7469401	847.4293483
	1,248	1285.914	1324.4912	1364.22595	1405.152729	1447.307311
	1,277	1315.31	1354.7693	1395.412379	1437.27475	1480.392993
	1,210	1246.3	1283.689	1322.19967	1361.86566	1402.72163
	103	106.09	109.2727	112.550881	115.9274074	119.4052297
	1,297	1335.694	1375.7645	1417.037446	1459.54857	1503.335027
	1,210	1246.588	1283.9861	1322.505634	1362.180803	1403.046227
	1,236	1273.152	1311.3467	1350.687063	1391.207675	1432.943905
	1,303	1342.09	1382.3527	1423.823281	1466.537979	1510.534119
	1,017	1048.004	1079.4445	1111.827868	1145.182704	1179.538185
	1,229	1265.87	1303.8461	1342.961483	1383.250327	1424.747837
	0	0	0	0	0	0
	1,248	1285.255	1323.8122	1363.526605	1404.432403	1446.565375
	1,266	1304.052	1343.1737	1383.468873	1424.972939	1467.722127
	1,224	1260.555	1298.3719	1337.323012	1377.442702	1418.765983
	1,246	1282.999	1321.4889	1361.133533	1401.967539	1444.026565
	1,324	1363.72	1404.6316	1446.770548	1490.173664	1534.878874
	1,165	1199.95	1235.9485	1273.026955	1311.217764	1350.554297
	0	0	0	0	0	0
	1,197	1233.075	1270.067	1308.169055	1347.414127	1387.836551
	1,150	1184.315	1219.844	1256.439359	1294.13254	1332.956516
	1,216	1252.841	1290.4257	1329.138486	1369.012641	1410.08302



MEI	1,018	1048.18	1079.6249	1112.013632	1145.37404	1179.735262
	1,243	1280.29	1318.6987	1358.259661	1399.007451	1440.977674
	1,143	1177.29	1212.6087	1248.986961	1286.45657	1325.050267
	0	0	0	0	0	0
	1,168	1203.267	1239.3646	1276.545536	1314.841902	1354.287159
	1,251	1288.664	1327.3238	1367.143532	1408.157837	1450.402573
	1,251	1288.334	1326.9843	1366.793859	1407.797675	1450.031605
	1,260	1297.635	1336.5643	1376.661184	1417.961019	1460.49985
	1,258	1295.586	1334.4531	1374.486657	1415.721257	1458.192894
	1,139	1173.17	1208.3651	1244.616053	1281.954535	1320.413171
	0	0	0	0	0	0
	1,236	1273.482	1311.6862	1351.036736	1391.567838	1433.314873
	1,294	1332.604	1372.5818	1413.759265	1456.172043	1499.857205
	1,176	1210.868	1247.194	1284.609861	1323.148157	1362.842602
	1,014	1044.42	1075.7526	1108.025178	1141.265933	1175.503911
	1,288	1327.052	1366.8636	1407.869467	1450.105551	1493.608717
	1,190	1225.247	1262.0042	1299.86433	1338.86026	1379.026068
	0	0	0	0	0	0
	1,224	1261.06	1298.8917	1337.858448	1377.994201	1419.334027
	1,159	1194.275	1230.1029	1267.006029	1305.01621	1344.166696
	1,135	1168.535	1203.5911	1239.698782	1276.889745	1315.196437
	1,235	1272.05	1310.2115	1349.517845	1390.00338	1431.703482
	1,193	1228.79	1265.6537	1303.623311	1342.73201	1383.013971
	1,070	1102.1	1135.163	1169.21789	1204.294427	1240.42326
	0	0	0	0	0	0
	1,253	1290.59	1329.3077	1369.186931	1410.262539	1452.570415
	1,064	1095.92	1128.7976	1162.661528	1197.541374	1233.467615
	1,203	1239.09	1276.2627	1314.550581	1353.987098	1394.606711
	1,030	1060.385	1092.1966	1124.962447	1158.71132	1193.472659
	1,194	1229.82	1266.7146	1304.716038	1343.857519	1384.173245
	1,082	1114.46	1147.8938	1182.330614	1217.800532	1254.334548

JUNI	0	0	0	0	0	0
	1,226	1262.78	1300.6634	1339.683302	1379.873801	1421.270015
	1,250	1286.985	1325.5946	1365.362387	1406.323258	1448.512956
	1,167	1201.495	1237.5399	1274.666046	1312.906027	1352.293208
	1,196	1232.292	1269.2608	1307.338583	1346.55874	1386.955502
	1,144	1177.805	1213.1392	1249.533325	1287.019324	1325.629904
	1,102	1135.06	1169.1118	1204.185154	1240.310709	1277.52003
	0	0	0	0	0	0
	1,233	1269.99	1308.0897	1347.332391	1387.752363	1429.384934
	1,227	1263.81	1301.7243	1340.776029	1380.99931	1422.429289
	1,146	1180.38	1215.7914	1252.265142	1289.833096	1328.528089
	1,227	1263.81	1301.7243	1340.776029	1380.99931	1422.429289
	1,233	1269.99	1308.0897	1347.332391	1387.752363	1429.384934
	1,072	1103.645	1136.7544	1170.856981	1205.98269	1242.162171
	0	0	0	0	0	0
	1,225	1261.235	1299.0721	1338.044212	1378.185538	1419.531104
	1,287	1325.61	1365.3783	1406.339649	1448.529838	1491.985734
	1,182	1216.945	1253.4534	1291.056951	1329.788659	1369.682319
	1,201	1237.03	1274.1409	1312.365127	1351.736081	1392.288163
	1,199	1234.97	1272.0191	1310.179673	1349.485063	1389.969615
	1,142	1175.745	1211.0174	1247.347871	1284.768307	1323.311356
	0	0	0	0	0	0
	1,273	1311.19	1350.5257	1391.041471	1432.772715	1475.755897
	1,225	1261.75	1299.6025	1338.590575	1378.748292	1420.110741
	1,205	1240.635	1277.8541	1316.189672	1355.675362	1396.345622
	1,187	1222.61	1259.2883	1297.066949	1335.978957	1376.058326
	1,232	1268.96	1307.0288	1346.239664	1386.626854	1428.22566
	1,092	1124.76	1158.5028	1193.257884	1229.055621	1265.927289
	0	0	0	0	0	0
	1,272	1310.16	1349.4648	1389.948744	1431.647206	1474.596623

JULI	1,290	1328.7	1368.561	1409.61783	1451.906365	1495.463556
	1,319	1358.055	1398.7967	1440.76055	1483.983366	1528.502867
	1,278	1315.825	1355.2998	1395.958743	1437.837505	1480.97263
	1,280	1318.4	1357.952	1398.69056	1440.651277	1483.870815
	1,204	1240.12	1277.3236	1315.643308	1355.112607	1395.765985
	588	605.64	623.8092	642.523476	661.7991803	681.6531557
	1,214	1250.42	1287.9326	1326.570578	1366.367695	1407.358726
	1,295	1333.335	1373.3351	1414.535102	1456.971155	1500.680289
	999	1028.97	1059.8391	1091.634273	1124.383301	1158.1148
	1,298	1336.94	1377.0482	1418.359646	1460.910435	1504.737748
	1,342	1381.745	1423.1974	1465.893271	1509.870069	1555.166171
	1,282	1320.46	1360.0738	1400.876014	1442.902294	1486.189363
	558	574.74	591.9822	609.741666	628.033916	646.8749335
	1,195	1230.335	1267.2451	1305.262402	1344.420274	1384.752882
	1,313	1352.39	1392.9617	1434.750551	1477.793068	1522.12686
	1,316	1354.965	1395.614	1437.482369	1480.60684	1525.025045
	1,254	1291.62	1330.3686	1370.279658	1411.388048	1453.729689
	1,285	1323.55	1363.2565	1404.154195	1446.278821	1489.667185
	1,239	1276.17	1314.4551	1353.888753	1394.505416	1436.340578
	435	448.05	461.4915	475.336245	489.5963324	504.2842223
	1,287	1325.177	1364.9327	1405.880704	1448.057125	1491.498839
	1,245	1282.35	1320.8205	1360.445115	1401.258468	1443.296223
	1,272	1310.16	1349.4648	1389.948744	1431.647206	1474.596623
	1,385	1426.344	1469.1343	1513.20835	1558.6046	1605.362738
	1,378	1419.34	1461.9202	1505.777806	1550.95114	1597.479674
	1,317	1356.51	1397.2053	1439.121459	1482.295103	1526.763956
	738	760.14	782.9442	806.432526	830.6255018	855.5442668
	0	0	0	0	0	0
	352	362.56	373.4368	384.639904	396.1791011	408.0644742
	1,157	1191.71	1227.4613	1264.285139	1302.213693	1341.280104
	1,214	1250.42	1287.9326	1326.570578	1366.367695	1407.358726

AGUSTUS	1,242	1279.26	1317.6378	1357.166934	1397.881942	1439.8184
	1,096	1128.88	1162.7464	1197.628792	1233.557656	1270.564385
	60	61.8	63.654	65.56362	67.5305286	69.55644446
	1,246	1283.38	1321.8814	1361.537842	1402.383977	1444.455497
	1,201	1237.03	1274.1409	1312.365127	1351.736081	1392.288163
	1,245	1281.835	1320.2901	1359.898752	1400.695714	1442.716585
	1,261	1298.83	1337.7949	1377.928747	1419.266609	1461.844608
	1,299	1337.97	1378.1091	1419.452373	1462.035944	1505.897023
	1,214	1250.42	1287.9326	1326.570578	1366.367695	1407.358726
	88	90.64	93.3592	96.159976	99.04477528	102.0161185
	1,239	1275.655	1313.9247	1353.34239	1393.942661	1435.760941
	1,159	1193.77	1229.5831	1266.470593	1304.464711	1343.598652
	1,284	1322.52	1362.1956	1403.061468	1445.153312	1488.507911
	1,259	1296.255	1335.1427	1375.19693	1416.452837	1458.946423
	1,233	1269.99	1308.0897	1347.332391	1387.752363	1429.384934
	1,244	1281.32	1319.7596	1359.352388	1400.13296	1442.136948
	0	0	0	0	0	0
	1,207	1242.695	1279.9759	1318.375126	1357.926379	1398.664171
	1,283	1321.49	1361.1347	1401.968741	1444.027803	1487.348637
	1,263	1300.375	1339.3863	1379.567838	1420.954873	1463.583519
	1,251	1288.53	1327.1859	1367.001477	1408.011521	1450.251867
	1,224	1260.205	1298.0112	1336.951485	1377.060029	1418.37183
	1,309	1348.27	1388.7181	1430.379643	1473.291032	1517.489763
	0	0	0	0	0	0
	1,253	1290.59	1329.3077	1369.186931	1410.262539	1452.570415
	1,206	1242.18	1279.4454	1317.828762	1357.363625	1398.084534
	1,206	1242.18	1279.4454	1317.828762	1357.363625	1398.084534
	1,107	1140.21	1174.4163	1209.648789	1245.938253	1283.3164
	1,188	1223.125	1259.8188	1297.613313	1336.541712	1376.637963
	1,196	1231.365	1268.306	1306.355129	1345.545782	1385.912156
	0	0	0	0	0	0

SEPTEMBER	1,199	1234.97	1272.0191	1310.179673	1349.485063	1389.969615
	1,253	1290.59	1329.3077	1369.186931	1410.262539	1452.570415
	1,225	1261.235	1299.0721	1338.044212	1378.185538	1419.531104
	1,153	1187.075	1222.6873	1259.367868	1297.148904	1336.063371
	1,243	1280.29	1318.6987	1358.259661	1399.007451	1440.977674
	1,116	1149.48	1183.9644	1219.483332	1256.067832	1293.749867
	0	0	0	0	0	0
	1,229	1265.87	1303.8461	1342.961483	1383.250327	1424.747837
	1,229	1265.87	1303.8461	1342.961483	1383.250327	1424.747837
	1,195	1230.85	1267.7755	1305.808765	1344.983028	1385.332519
	1,205	1241.15	1278.3845	1316.736035	1356.238116	1396.92526
	1,233	1269.475	1307.5593	1346.786028	1387.189608	1428.805297
	1,136	1170.08	1205.1824	1241.337872	1278.578008	1316.935348
	0	0	0	0	0	0
	1,206	1242.18	1279.4454	1317.828762	1357.363625	1398.084534
	1,167	1202.01	1238.0703	1275.212409	1313.468781	1352.872845
	1,103	1135.915	1169.9923	1205.092117	1241.244881	1278.482227
	1,173	1208.417	1244.6691	1282.009171	1320.469446	1360.083529
	1,128	1161.84	1196.6952	1232.596056	1269.573938	1307.661156
	1,124	1157.72	1192.4516	1228.225148	1265.071902	1303.02406
	0	0	0	0	0	0
	1,245	1282.02	1320.481	1360.095442	1400.898306	1442.925255
	1,174	1209.704	1245.9952	1283.37508	1321.876332	1361.532622
	1,191	1226.606	1263.4046	1301.30673	1340.345932	1380.55631
	1,146	1180.174	1215.5792	1252.046597	1289.607994	1328.296234
	1,234	1271.37	1309.5113	1348.796645	1389.260545	1430.938361
	1,160	1195.243	1231.1002	1268.033193	1306.074188	1345.256414
	0	0	0	0	0	0
	1,290	1328.257	1368.1048	1409.147957	1451.422396	1494.965068
	1,089	1121.598	1155.2458	1189.903212	1225.600308	1262.368318

OKTOBER	1,226	1262.78	1300.6634	1339.683302	1379.873801	1421.270015
	1,279	1317.741	1357.273	1397.991215	1439.930951	1483.12888
	1,188	1223.455	1260.1582	1297.962985	1336.901875	1377.008931
	1,220	1256.6	1294.298	1333.12694	1373.120748	1414.314371
	296	305.2199	314.3765	323.8077919	333.5220257	343.5276864
	1,331	1370.94	1412.0685	1454.430564	1498.063481	1543.005386
	1,117	1150.356	1184.8662	1220.41215	1257.024514	1294.73525
	1,338	1377.677	1419.0068	1461.576999	1505.424309	1550.587038
	1,399	1441.176	1484.4113	1528.943618	1574.811927	1622.056285
	1,453	1496.796	1541.6999	1587.950876	1635.589403	1684.657085
	1,233	1269.578	1307.6653	1346.8953	1387.302159	1428.921224
	88	90.64	93.3592	96.159976	99.04477528	102.0161185
	1,393	1434.79	1477.8337	1522.168711	1567.833772	1614.868785
	1,367	1408.134	1450.3776	1493.888936	1538.705604	1584.866772
	1,415	1457.903	1501.6403	1546.689505	1593.09019	1640.882896
	1,398	1439.559	1482.7457	1527.228037	1573.044878	1620.236224
	1,307	1345.819	1386.1932	1427.778953	1470.612321	1514.730691
	1,080	1112.246	1145.6129	1179.981251	1215.380688	1251.842109
	0	0	0	0	0	0
	1,360	1400.512	1442.5269	1485.802756	1530.376839	1576.288144
	1,293	1331.533	1371.4785	1412.622829	1455.001514	1498.65156
	1,394	1435.686	1478.7567	1523.119383	1568.812965	1615.877354
	1,277	1315.712	1355.1831	1395.838543	1437.713699	1480.84511
	1,219	1255.549	1293.2159	1332.012358	1371.972729	1413.131911
	1,069	1100.967	1133.996	1168.01589	1203.056367	1239.148058
	1,008	1038.168	1069.3129	1101.392325	1134.434095	1168.467118
	257	264.4216	272.35425	280.5248754	288.9406217	297.6088404
	1,297	1335.683	1375.7539	1417.026519	1459.537315	1503.323434
	1,348	1388.77	1430.4327	1473.345669	1517.546039	1563.07242
	1,315	1354.347	1394.9774	1436.826732	1479.931534	1524.32948
	1,030	1060.704	1092.5254	1125.301192	1159.060228	1193.832034

NOVEMBER	1,194	1229.82	1266.7146	1304.716038	1343.857519	1384.173245
	0	0	0	0	0	0
	1,255	1292.959	1331.7478	1371.700203	1412.851209	1455.236745
	1,311	1349.939	1390.4368	1432.149861	1475.114357	1519.367787
	1,280	1318.555	1358.1111	1398.854469	1440.820103	1484.044706
	1,204	1240.027	1277.2281	1315.544963	1355.011311	1395.661651
	1,302	1341.544	1381.7904	1423.244136	1465.94146	1509.919704
	1,220	1256.126	1293.81	1332.624286	1372.603014	1413.781105
	134	137.8449	141.98025	146.2396544	150.626844	155.1456494
	1,341	1381.683	1423.1337	1465.827707	1509.802538	1555.096614
	1,220	1256.713	1294.4147	1333.24714	1373.244554	1414.441891
	1,240	1277.097	1315.4099	1354.872207	1395.518374	1437.383925
	1,275	1313.466	1352.8703	1393.456398	1435.26009	1478.317892
	1,179	1213.989	1250.4086	1287.920824	1326.558449	1366.355202
	1,133	1166.99	1201.9997	1238.059691	1275.201482	1313.457526
	0	0	0	0	0	0
	1,221	1257.517	1295.2422	1334.099467	1374.122451	1415.346125
	1,301	1339.968	1380.1672	1421.572263	1464.219431	1508.146014
	1,176	1211.28	1247.6184	1285.046952	1323.598361	1363.306311
	1,240	1277.2	1315.516	1354.98148	1395.630924	1437.499852
	1,174	1208.746	1245.0086	1282.358844	1320.829609	1360.454497
	1,285	1323.55	1363.2565	1404.154195	1446.278821	1489.667185
	0	0	0	0	0	0
	1,289	1327.557	1367.3834	1408.404903	1450.65705	1494.176762
	1,244	1281.372	1319.8126	1359.407024	1400.189235	1442.194912
	1,236	1273.08	1311.2724	1350.610572	1391.128889	1432.862756
	1,125	1158.657	1193.417	1229.21953	1266.096115	1304.078999
	1,297	1335.931	1376.0085	1417.288774	1459.807437	1503.60166
	1,084	1116.335	1149.8246	1184.319377	1219.848958	1256.444427
	0	0	0	0	0	0

DESEMBER	1,298	1336.672	1376.7724	1418.075537	1460.617803	1504.436337
	1,242	1279.713	1318.1046	1357.647734	1398.377166	1440.328481
	1,320	1360.105	1400.9078	1442.935076	1486.223129	1530.809822
	1,338	1378.14	1419.4842	1462.068726	1505.930788	1551.108711
	1,346	1385.865	1427.441	1470.264179	1514.372104	1559.803267
	1,136	1170.42	1205.5325	1241.698472	1278.949426	1317.317909
	0	0	0	0	0	0
	1,187	1222.981	1259.6702	1297.460331	1336.384141	1376.475665
	1,311	1350.608	1391.1263	1432.860133	1475.845937	1520.121315
	1,284	1322.087	1361.75	1402.602523	1444.680598	1488.021016
	1,275	1313.188	1352.5838	1393.161361	1434.956202	1478.004888
	1,275	1313.188	1352.5838	1393.161361	1434.956202	1478.004888
	1,229	1265.87	1303.8461	1342.961483	1383.250327	1424.747837
	223	229.5767	236.464	243.557921	250.8646587	258.3905984
	1,324	1363.679	1404.5892	1446.726839	1490.128644	1534.832503
	1,302	1341.39	1381.6313	1423.080227	1465.772633	1509.745812
	1,308	1347.024	1387.4344	1429.057443	1471.929167	1516.087042
	1,303	1342.44	1382.7134	1424.194808	1466.920652	1510.928272
	1,305	1344.109	1384.4321	1425.965026	1468.743977	1512.806296
	1,294	1332.82	1372.8046	1413.988738	1456.4084	1500.100652
	193	199.202	205.17806	211.3334018	217.6734039	224.203606
	1,341	1381.632	1423.0807	1465.773071	1509.746263	1555.038651
	1,341	1381.673	1423.1231	1465.81678	1509.791283	1555.085021
	1,320	1359.6	1400.388	1442.39964	1485.671629	1530.241778
	1,073	1104.747	1137.8895	1172.026198	1207.186984	1243.402594
	1,360	1400.8	1442.824	1486.10872	1530.691982	1576.612741
	1,338	1378.295	1419.6433	1462.232635	1506.099614	1551.282603
	222	228.5364	235.39249	242.4542668	249.7278948	257.2197316
	1,332	1371.517	1412.6626	1455.042491	1498.693766	1543.654579
	1,360	1401.15	1443.1847	1486.480247	1531.074655	1577.006894
	1,016	1046.346	1077.7365	1110.068577	1143.370635	1177.671754



## Arjuna

LASTPORT	INPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URAIAN	NMINCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	PORTDAY (hour)	LDTIME	waiting time (hour)	SPEED
PSB	TUB	28	PKS	LOADING	LPG	1,351.07	1.17	8.59	206.10	8.70	197.40	0.85
PKS	TUB	417	PKS	LOADING	LPG	1,327.88	1.63	2.39	57.30	10.10	47.20	10.46
PKS	TUB	417	DUM	LOADING	LPG	1,517.15	0.56	2.73	65.50	9.40	56.10	30.22
DUM	TUB	180	PLJ	LOADING	LPG	1,316.86	0.70	1.51	36.20	8.70	27.50	10.06
PLJ	TUB	240	PKS	LOADING	LPG	1,326.83	1.20	1.65	39.70	20.40	19.30	8.30
PKS	TUB	417	DUM	LOADING	LPG	1,728.96	0.47	1.58	37.80	13.80	24.00	36.43
DUM	TUB	180	DUM	LOADING	LPG	1,526.02	0.50	2.75	66.10	10.70	55.40	14.00
DUM	TUB	180	DUM	LOADING	LPG	1,727.86	0.52	1.83	43.80	11.50	32.30	13.55
DUM	TUB	180	BPP	LOADING	LPG	1,728.03	3.35	0.84	20.20	14.40	5.80	2.09
DUM	TUB	180	DUM	LOADING	LPG	1,523.14	0.49	0.87	20.90	11.90	9.00	14.36
DUM	TUB	180	DUM	LOADING	LPG	1,526.06	0.47	1.96	47.00	9.30	37.70	14.87
DUM	TUB	180	PKS	LOADING	LPG	1,323.35	1.18	0.68	16.40	7.40	9.00	5.92
PKS	TUB	420	PKS	LOADING	LPG	1,337.15	1.45	2.50	60.00	10.00	50.00	11.76
PKS	TUB	420	PKS	LOADING	LPG	1,324.15	1.53	1.22	29.30	9.00	20.30	11.12
PKS	TUB	410	PKS	LOADING	LPG	1,322.07	1.42	0.87	20.90	9.60	11.30	12.00
PKS	TUB	410	PKS	LOADING	LPG	1,332.12	1.30	1.75	42.00	11.20	30.80	13.08
PKS	TUB	410	PKS	LOADING	LPG	1,322.00	0.05	1.01	24.30	6.10	18.20	371.18
PKS	TUB	410	PKS	LOADING	LPG	1,227.40	0.25	2.29	54.90	31.40	23.50	68.00
PKS	TUB	410	PKS	LOADING	LPG	1,324.15	1.28	0.86	20.60	9.60	11.00	13.29
PKS	TUB	410	PKS	LOADING	LPG	1,324.79	1.37	2.13	51.10	9.90	41.20	12.44
PKS	TUB	410	PKS	LOADING	LPG	1,330.62	1.30	2.12	50.90	9.00	41.90	13.08
PKS	TUB	410	PKS	LOADING	LPG	1,321.36	1.38	0.93	22.20	8.60	13.60	12.29
PKS	TUB	410	PKS	LOADING	LPG	1,475.24	1.40	0.84	20.10	9.00	11.10	12.15
PKS	TUB	410	PKS	LOADING	LPG	1,473.27	1.35	1.34	32.20	12.70	19.50	12.63
PKS	TUB	410	PKS	LOADING	LPG	1,533.89	1.28	2.14	51.40	13.00	38.40	13.29
PKS	TUB	410	PKS	LOADING	LPG	1,525.20	1.44	1.48	35.40	8.70	26.70	11.83

## Gas Patra

NMCOMMON	NMTYPE	LASTPORT	IMPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URAIAN	NMJNCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	LDTIME	SPEED	MFOAR
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	SIN	PJG	625	XTS	DISCHARGE	LPG	1,730.35	0.20	1.90	10.50	130.00	134.43
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	BAL	287	XTS	DISCHARGE	LPG	1,731.51	0.92	2.30	28.60	12.00	127.66
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,728.02	0.19	1.37	11.50	10.67	121.70
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,732.22	0.18	0.70	11.00	11.16	119.12
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,730.92	0.18	0.77	9.90	10.91	116.51
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PJG	60	TGR	DISCHARGE	LPG	1,730.16	0.15	0.78	10.70	12.97	113.96
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,732.59	0.18	0.86	11.00	10.91	194.53
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	DUM	686	XTS	DISCHARGE	LPG	1,527.52	2.26	2.08	10.10	12.38	177.19
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	DUM	686	XTS	DISCHARGE	LPG	1,529.39	1.16	2.85	34.00	24.17	149.45
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,733.08	0.20	2.93	14.10	10.00	208.06
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	DUM	686	TBU	DISCHARGE	LPG	1,527.61	1.17	1.02	9.90	24.00	191.62
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	TBU	DUM	453	TUB	DISCHARGE	LPG	1,547.28	0.58	1.22	11.90	30.86	174.09
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	TUB	DUM	180	TUB	DISCHARGE	LPG	1,532.32	0.53	2.02	10.80	13.13	165.59
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	TUB	DUM	180	XTS	DISCHARGE	LPG	1,527.38	2.34	2.74	10.80	2.99	156.59
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,734.99	0.19	1.32	13.00	10.43	197.10
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PJG	60	TPK	DISCHARGE	LPG	1,740.53	0.42	0.68	10.70	4.80	194.44
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	TPK	BAL	116	XTS	DISCHARGE	LPG	1,727.76	0.85	2.08	38.50	4.73	189.08
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,734.89	0.20	0.77	12.00	10.00	182.64
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	BAL	287	XTS	DISCHARGE	LPG	1,730.79	0.94	2.01	34.20	11.73	176.02
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	BAL	287	TGR	DISCHARGE	LPG	1,731.17	1.53	3.60	15.40	7.17	164.66
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,733.51	0.19	0.70	10.90	10.67	223.04
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	BAL	287	XTS	DISCHARGE	LPG	1,733.56	0.79	3.58	33.90	13.89	215.10
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,726.68	0.20	0.63	10.60	10.21	208.69
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,736.12	0.18	0.70	10.00	10.91	206.06
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,733.28	0.19	0.63	10.30	10.67	203.73
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	SMR	360	TPK	DISCHARGE	LPG	1,730.96	0.78	0.83	15.10	19.15	193.71
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARGE	LPG	1,736.56	3.26	3.85	16.80	12.28	206.88
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PKS	971	TBU	DISCHARGE	LPG	1,729.30	2.05	1.93	18.70	19.47	160.12
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	TBU	DUM	453	TBU	DISCHARGE	LPG	1,529.54	1.17	3.16	13.50	15.43	139.33
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	TBU	PKS	593	XTS	DISCHARGE	LPG	1,693.70	3.27	2.45	22.40	7.34	116.48
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARGE	LPG	1,735.14	3.35	1.14	15.80	11.93	161.07
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARGE	LPG	1,742.60	3.31	2.27	16.50	12.08	117.84
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARGE	LPG	1,739.68	3.54	1.38	18.10	11.29	69.41
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARGE	LPG	1,733.86	3.31	5.27	16.70	12.08	22.52
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARGE	LPG	1,732.65	2.93	1.27	15.60	13.66	66.36
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	DUM	686	TBU	DISCHARGE	LPG	1,532.55	1.23	2.00	12.80	22.78	133.52
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	TBU	PKS	593	XTS	DISCHARGE	LPG	1,696.98	3.29	2.56	19.10	7.29	106.11
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PKS	971	TUB	DISCHARGE	LPG	1,739.19	3.35	1.94	17.50	11.96	57.71
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	TUB	BNJ	1003	BNJ	DISCHARGE	LPG	681.29	0.19	3.08	4.40	217.05	105.08
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	BNJ	BNJ	50	BNJ	DISCHARGE	LPG	545.55	-	3.80	3.20	-	104.63
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	BNJ	BNJ	50	XTS	DISCHARGE	LPG	513.28	2.10	2.13	3.00	0.95	104.63
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PKS	971	TUB	DISCHARGE	LPG	1,733.73	1.46	2.58	15.50	27.43	65.02
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	TUB	PKS	425	XTS	DISCHARGE	LPG	1,728.60	3.42	4.52	16.80	4.98	100.12
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARGE	LPG	1,731.50	3.32	2.65	15.20	12.05	51.89
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARGE	LPG	1,731.12	3.28	1.60	17.10	12.18	73.48
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARGE	LPG	1,732.95	3.19	5.28	17.10	12.55	100.05
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	XTS	PKS	971	TUB	DISCHARGE	LPG	1,738.17	1.49	1.75	21.20	26.82	-
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	TUB	PKS	425	TUB	DISCHARGE	LPG	1,732.90	1.50	1.13	14.70	11.33	108.81
ASIAN GAS II	SMALL TANKER I	TUB	PKS	425	TUB	DISCHARGE	LPG	1,734.01	3.30	2.04	15.60	5.14	177.77

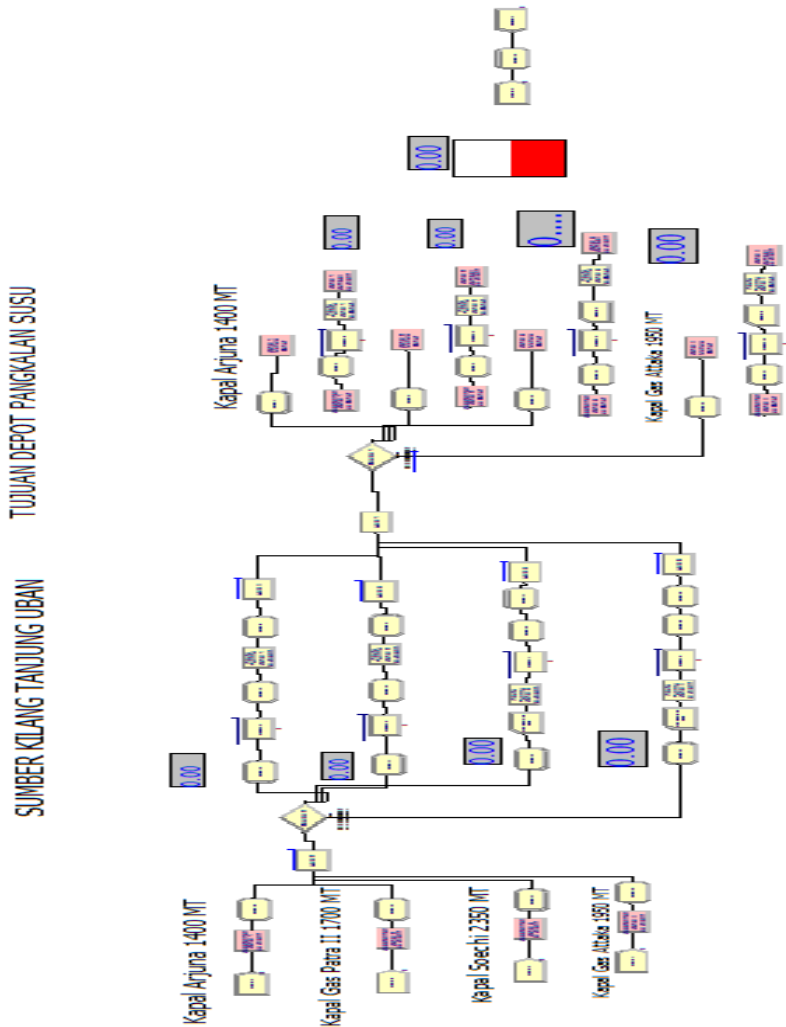
## Gas Attaka

NMCOMM	NMTYPE	LASTPORT	INPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URAIAN	NMJCNCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	LDTIME
ASIAN GA	SMALL TA	MKS	SIN	1067	PJG	LOADING	LPG	1,730.35	0.20	1.44	3.50
ASIAN GA	SMALL TA	SIN	PJG	625	XTS	DISCHARGE	LPG	1,730.35	0.20	1.90	10.50
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	BAL	LOADING	LPG	1,731.51	0.93	1.70	4.60
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	BAL	287	XTS	DISCHARGE	LPG	1,731.51	0.92	2.30	28.60
ASIAN GA	SMALL TA	BAL	XTS	287	PJG	LOADING	LPG	1,728.02	0.20	1.29	3.50
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,728.02	0.19	1.37	11.50
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	PJG	LOADING	LPG	1,732.22	0.19	1.35	4.20
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,732.22	0.18	0.70	11.00
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	PJG	LOADING	LPG	1,730.92	0.21	1.11	3.70
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,730.92	0.18	0.77	9.90
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	PJG	LOADING	LPG	1,730.16	0.20	1.11	3.90
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	TGR	DISCHARGE	LPG	1,730.16	0.15	0.78	10.70
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	TGR	55	XTS	ETC	NULL	NULL	0.28	1.80	1.20
ASIAN GA	SMALL TA	TGR	XTS	85	PJG	LOADING	LPG	1,732.59	0.18	0.78	3.90
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,732.59	0.18	0.86	11.00
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	DUM	LOADING	LPG	1,527.52	2.47	2.34	3.92
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	DUM	686	XTS	DISCHARGE	LPG	1,527.52	2.26	2.08	10.10
ASIAN GA	SMALL TA	DUM	XTS	686	DUM	LOADING	LPG	1,529.39	1.70	0.72	3.30
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	DUM	686	XTS	DISCHARGE	LPG	1,529.39	1.16	2.85	34.00
ASIAN GA	SMALL TA	DUM	XTS	686	PJG	LOADING	LPG	1,733.08	0.20	0.67	4.30
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,733.08	0.20	2.93	14.10
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	DUM	LOADING	LPG	1,527.61	2.44	2.78	3.20
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	DUM	686	TBU	DISCHARGE	LPG	1,527.61	1.17	1.02	9.90
ASIAN GA	SMALL TA	DUM	TBU	453	DUM	LOADING	LPG	1,547.28	1.20	2.06	13.70
ASIAN GA	SMALL TA	TBU	DUM	453	TUB	DISCHARGE	LPG	1,547.28	0.58	1.22	11.90
ASIAN GA	SMALL TA	DUM	TUB	180	DUM	LOADING	LPG	1,532.32	0.55	1.52	11.10
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	DUM	180	TUB	DISCHARGE	LPG	1,532.32	0.53	2.02	10.80
ASIAN GA	SMALL TA	DUM	TUB	180	DUM	LOADING	LPG	1,527.38	0.55	1.82	10.30
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	DUM	180	XTS	DISCHARGE	LPG	1,527.38	2.34	2.74	10.80
ASIAN GA	SMALL TA	DUM	XTS	686	PJG	LOADING	LPG	1,734.99	0.20	0.62	3.50
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,734.99	0.19	1.32	13.00
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	PJG	LOADING	LPG	1,740.53	0.19	0.85	6.40
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	TPK	DISCHARGE	LPG	1,740.53	0.42	0.68	10.70
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	TPK	122	BAL	LOADING	LPG	1,727.76	0.43	2.25	0.30
ASIAN GA	SMALL TA	TPK	BAL	116	XTS	DISCHARGE	LPG	1,727.76	0.85	2.08	38.50
ASIAN GA	SMALL TA	BAL	XTS	287	PJG	LOADING	LPG	1,734.89	0.20	1.02	3.80
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,734.89	0.20	0.77	12.00
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	BAL	LOADING	LPG	1,730.79	0.84	0.95	4.30
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	BAL	287	XTS	DISCHARGE	LPG	1,730.79	0.94	2.01	34.20
ASIAN GA	SMALL TA	BAL	XTS	287	BAL	LOADING	LPG	1,731.17	0.86	2.08	6.10
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	BAL	287	TGR	DISCHARGE	LPG	1,731.17	1.53	3.60	15.40
ASIAN GA	SMALL TA	BAL	TGR	217	XTS	ETC	NULL	NULL	0.32	0.70	0.40
ASIAN GA	SMALL TA	TGR	XTS	85	PJG	LOADING	LPG	1,733.51	0.21	1.67	3.80
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,733.51	0.19	0.70	10.90
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	BAL	LOADING	LPG	1,733.56	0.95	0.85	4.10
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	BAL	287	XTS	DISCHARGE	LPG	1,733.56	0.79	3.58	33.90
ASIAN GA	SMALL TA	BAL	XTS	287	PJG	LOADING	LPG	1,726.68	0.21	0.81	3.70
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,726.68	0.20	0.63	10.60
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	PJG	LOADING	LPG	1,736.12	0.20	0.84	4.30
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,736.12	0.18	0.70	10.00
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	PJG	LOADING	LPG	1,733.28	0.21	1.59	4.80
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARGE	LPG	1,733.28	0.19	0.63	10.30
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	SMR	LOADING	LPG	1,730.96	1.33	0.58	3.80
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	SMR	360	TPK	DISCHARGE	LPG	1,730.96	0.78	0.83	15.10
ASIAN GA	SMALL TA	SMR	TPK	242	XTS	ETC	NULL	NULL	0.46	0.72	0.70
ASIAN GA	SMALL TA	TPK	XTS	148	PKS	LOADING	LPG	1,736.56	3.28	1.10	4.20
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARGE	LPG	1,736.56	3.26	3.85	16.80
ASIAN GA	SMALL TA	PKS	XTS	990	PKS	LOADING	LPG	1,729.30	3.36	2.49	4.50
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	TBU	DISCHARGE	LPG	1,729.30	2.05	1.93	18.70
ASIAN GA	SMALL TA	PKS	TBU	593	DUM	LOADING	LPG	1,529.54	1.17	1.45	13.40
ASIAN GA	SMALL TA	TBU	DUM	453	TBU	DISCHARGE	LPG	1,529.54	1.17	3.16	13.50
ASIAN GA	SMALL TA	DUM	TBU	453	PKS	LOADING	LPG	1,693.70	1.99	1.48	17.60
ASIAN GA	SMALL TA	TBU	PKS	593	XTS	DISCHARGE	LPG	1,693.70	3.27	2.45	22.40
ASIAN GA	SMALL TA	PKS	XTS	990	PKS	LOADING	LPG	1,735.14	3.36	2.29	4.60
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARGE	LPG	1,735.14	3.35	1.14	15.80
ASIAN GA	SMALL TA	PKS	XTS	990	PKS	LOADING	LPG	1,742.60	3.33	1.06	3.90
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARGE	LPG	1,742.60	3.31	2.27	16.50
ASIAN GA	SMALL TA	PKS	XTS	990	PKS	LOADING	LPG	1,739.68	3.29	1.96	4.00
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARGE	LPG	1,739.68	3.54	1.38	18.10

## Asian Gas

NMCOMM	NMTYPE	LASTPORT	INPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URAIA	NMJCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	LDTIME	SPEED
ASIAN GA	SMALL TA	SIN	PJG	625	XTS	DISCHARG	LPG	1,730.35	0.20	1.90	10.50	130.00
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	BAL	287	XTS	DISCHARG	LPG	1,731.51	0.92	2.30	28.60	12.00
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,728.02	0.19	1.37	11.50	10.67
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,732.22	0.18	0.70	11.00	11.16
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,730.92	0.18	0.77	9.90	10.91
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	TGR	DISCHARG	LPG	1,730.16	0.15	0.78	10.70	12.97
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,732.59	0.18	0.86	11.00	10.91
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	DUM	686	XTS	DISCHARG	LPG	1,527.52	2.26	2.08	10.10	12.38
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	DUM	686	XTS	DISCHARG	LPG	1,529.39	1.16	2.85	34.00	24.17
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,733.08	0.20	2.93	14.10	10.00
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	DUM	686	TBU	DISCHARG	LPG	1,527.61	1.17	1.02	9.90	24.00
ASIAN GA	SMALL TA	TBU	DUM	453	TUB	DISCHARG	LPG	1,547.28	0.58	1.22	11.90	30.86
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	DUM	180	TUB	DISCHARG	LPG	1,532.32	0.53	2.02	10.80	13.13
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	DUM	180	XTS	DISCHARG	LPG	1,527.38	2.34	2.74	10.80	2.99
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,734.99	0.19	1.32	13.00	10.43
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	TPK	DISCHARG	LPG	1,740.53	0.42	0.68	10.70	4.80
ASIAN GA	SMALL TA	TPK	BAL	116	XTS	DISCHARG	LPG	1,727.76	0.85	2.08	38.50	4.73
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,734.89	0.20	0.77	12.00	10.00
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	BAL	287	XTS	DISCHARG	LPG	1,730.79	0.94	2.01	34.20	11.73
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	BAL	287	TGR	DISCHARG	LPG	1,731.17	1.53	3.60	15.40	7.17
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,733.51	0.19	0.70	10.90	10.67
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	BAL	287	XTS	DISCHARG	LPG	1,733.56	0.79	3.58	33.90	13.89
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,726.68	0.20	0.63	10.60	10.21
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,736.12	0.18	0.70	10.00	10.91
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,733.28	0.19	0.63	10.30	10.67
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	SMR	360	TPK	DISCHARG	LPG	1,730.96	0.78	0.83	15.10	19.15
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,736.56	3.26	3.85	16.80	12.28
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	TBU	DISCHARG	LPG	1,729.30	2.05	1.93	18.70	19.47
ASIAN GA	SMALL TA	TBU	DUM	453	TBU	DISCHARG	LPG	1,529.54	1.17	3.16	13.50	15.43
ASIAN GA	SMALL TA	TBU	PKS	593	XTS	DISCHARG	LPG	1,693.70	3.27	2.45	22.40	7.34
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,735.14	3.35	1.14	15.80	11.93
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,742.60	3.31	2.27	16.50	12.08
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,739.68	3.54	1.38	18.10	11.29
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,733.86	3.31	5.27	16.70	12.08
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,732.65	2.93	1.27	15.60	13.66
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	DUM	686	TBU	DISCHARG	LPG	1,532.55	1.23	2.00	12.80	22.78
ASIAN GA	SMALL TA	TBU	PKS	593	XTS	DISCHARG	LPG	1,696.98	3.29	2.56	19.10	7.29
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	TUB	DISCHARG	LPG	1,739.19	3.35	1.94	17.50	11.96
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	BNJ	1003	BNJ	DISCHARG	LPG	681.29	0.19	3.08	4.40	217.05
ASIAN GA	SMALL TA	BNJ	BNJ	50	XTS	DISCHARG	LPG	513.28	2.10	2.13	3.00	0.95
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	TUB	DISCHARG	LPG	1,733.73	1.46	2.58	15.50	27.43
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	PKS	425	XTS	DISCHARG	LPG	1,728.60	3.42	4.52	16.80	4.98
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,731.50	3.32	2.65	15.20	12.05
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,731.12	3.28	1.60	17.10	12.18
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,732.95	3.19	5.28	17.10	12.55
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	TUB	DISCHARG	LPG	1,738.17	1.49	1.75	21.20	26.82
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	PKS	425	TUB	DISCHARG	LPG	1,732.90	1.50	1.13	14.70	11.33
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	PKS	425	TUB	DISCHARG	LPG	1,734.01	3.30	2.04	15.60	5.14

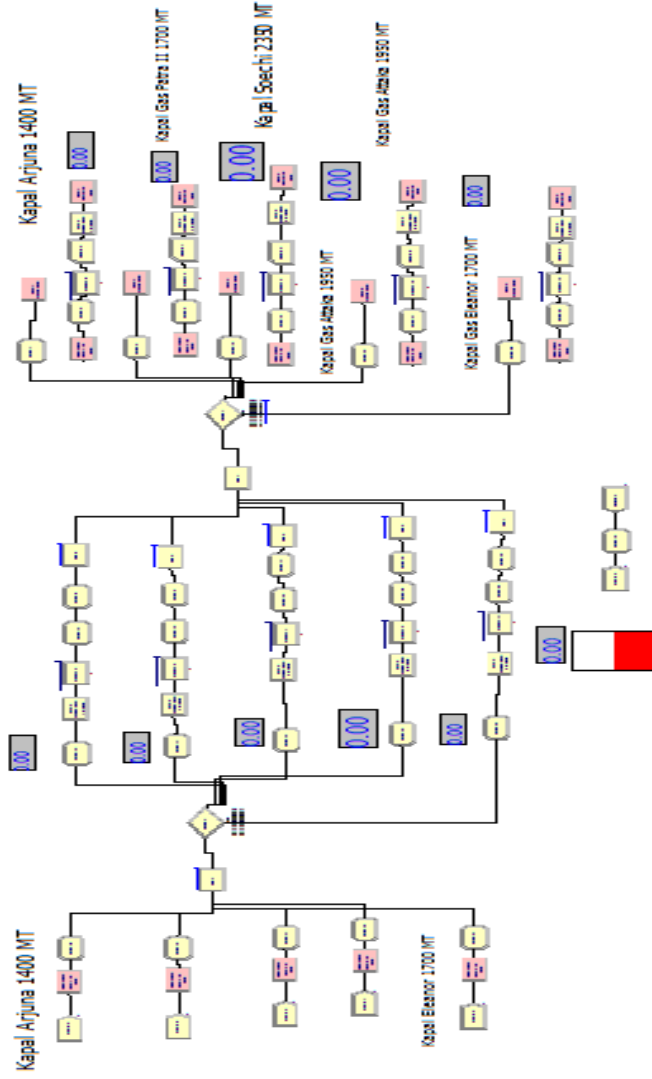
## II. Pemodelan Arena Model Simulasi Eksisting



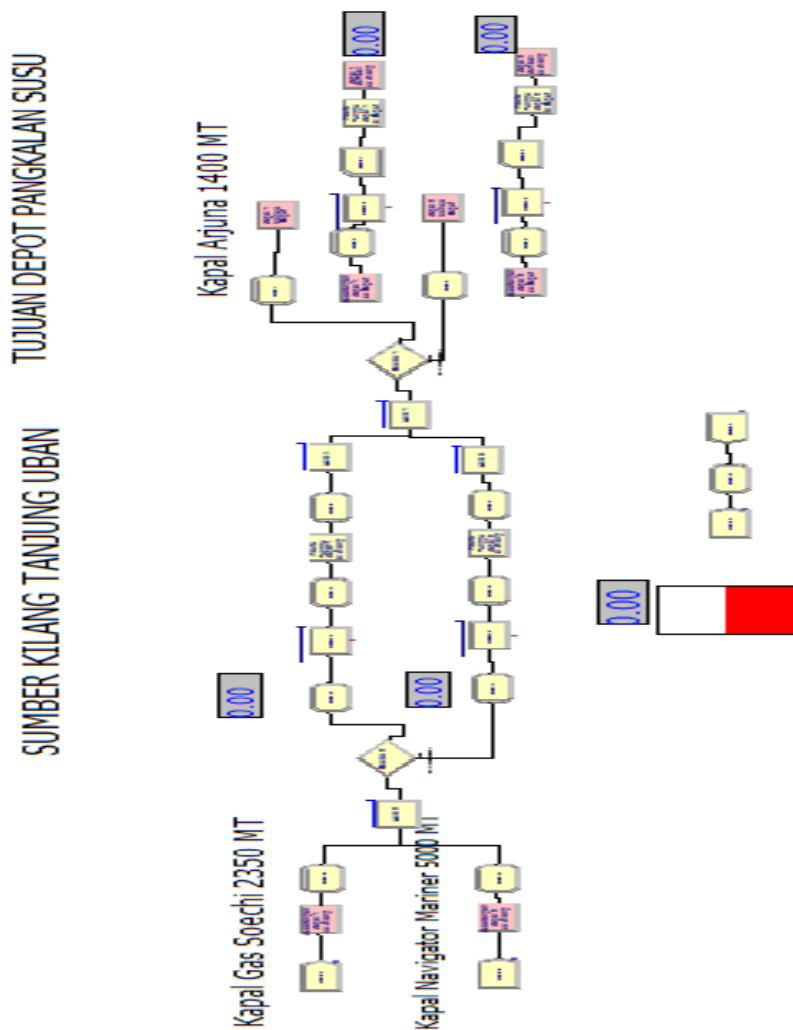
Skenario 1

# SUMBER KILANG TANJUNG UBAN

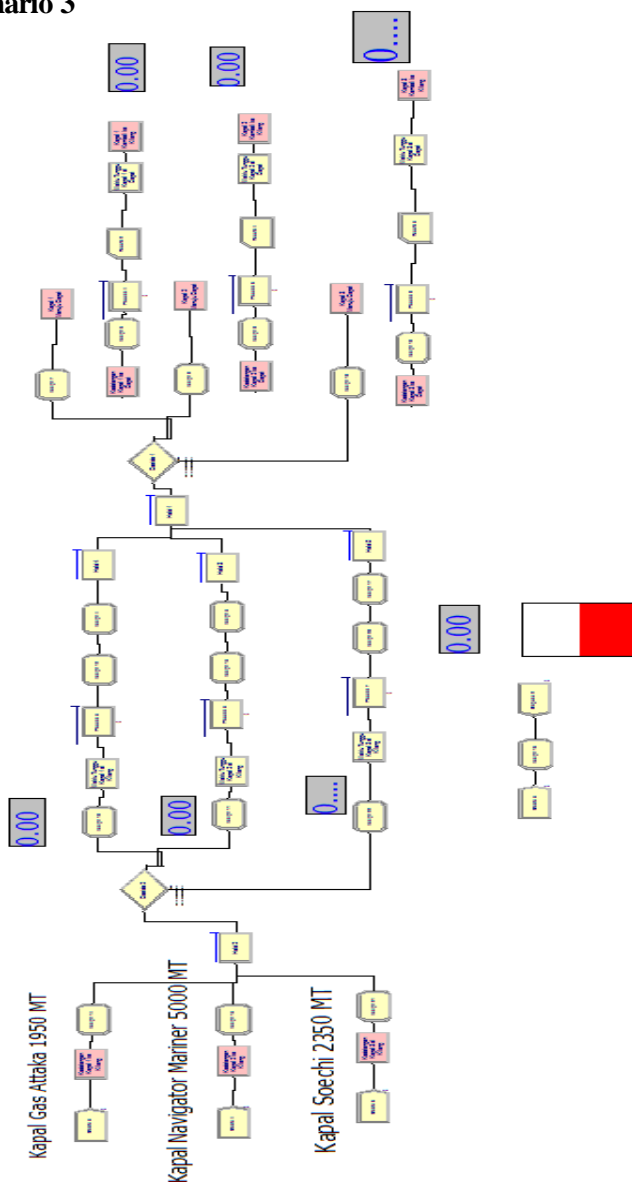
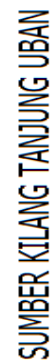
## TUJUAN DEPOT PANGKALAN SUSU



## Skenario 2



### Skenario 3





### III. Hasil Running Arena Eksisting

#### ARENA Simulation Results user

##### Summary for Replication 1 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	244
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	238
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	276
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	245

#### ARENA SIMULATION RESULTS user

##### Summary for Replication 2 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	242
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	236
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	274
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	236

Beginning replication 3 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 3 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half Width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	248
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	241
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	279
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	240

Beginning replication 4 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 4 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half Width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	178
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	178
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	179
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	171

Beginning replication 5 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 5 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	243
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	234
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	279
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	239

Beginning replication 6 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 6 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	246
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	241
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	267
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	239

Beginning replication 7 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 7 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	247
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	234
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	272
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	245

## Skenario 1

### ARENA Simulation Results user

#### Summary for Replication 1 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	225
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	229
Natuna	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	208
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	219
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	227

#### Beginning replication 2 of 7

### ARENA Simulation Results user

#### Summary for Replication 2 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	227
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	227
Natuna	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	205
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	223
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	224

Beginning replication 3 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 3 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	223
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	227
Natuna	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	210
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	225
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	220

Beginning replication 4 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 4 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	225
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	229
Natuna	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	208
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	219
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	227

Beginning replication 5 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 5 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half Width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	222
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	229
Natuna	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	205
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	213
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	228

Beginning replication 6 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 6 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half Width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	219
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	219
Natuna	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	214
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	222
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	230

Beginning replication 7 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 7 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES					
Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	225
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	228
Natuna	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	210
Patra II	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	218
Arjuna	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	231



## Skenario 2

### ARENA Simulation Results user

#### Summary for Replication 1 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
soechi	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	284
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	237

#### Beginning replication 2 of 7

### ARENA Simulation Results user

#### Summary for Replication 2 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
soechi	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	282
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	241

Beginning replication 3 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 3 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	289
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	236

Beginning replication 4 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 4 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	282
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	236

Beginning replication 5 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 5 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	282
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	238

Beginning replication 6 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 6 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	281
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	238

Beginning replication 7 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 7 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Soechi	1400.0	(Insuf)	1400.0	1400.0	294
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	241

### Skenario 3

#### ARENA Simulation Results user

##### Summary for Replication 1 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

##### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half Width	Minimum	Maximum	Observations
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	176
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	194
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	206

Beginning replication 2 of 7

#### ARENA Simulation Results user

##### Summary for Replication 2 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

##### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half Width	Minimum	Maximum	Observations
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	176
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	204
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	205

Beginning replication 3 of 7

ARENA Simulation Results  
user  
Summary for Replication 3 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	182
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	199
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	203

Beginning replication 4 of 7

ARENA Simulation Results  
user  
Summary for Replication 4 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	177
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	189
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	202

Beginning replication 5 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 5 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES					
Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	181
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	195
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	200

Beginning replication 6 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 6 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES					
Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	173
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	192
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	202

Beginning replication 7 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 7 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/28/2016  
Model revision date: 6/28/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Attaka	1950.0	(Insuf)	1950.0	1950.0	173
Soechi	2350.0	(Insuf)	2350.0	2350.0	203
Navigato	5000.0	(Insuf)	5000.0	5000.0	204



# LAMPIRAN B

## Lampiran Skema Depot Lampung

### I. Record Data

Month	Daily Of Take (DOT) Depot Lampung					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
JANUARI	365	375.4556	386.719268	398.3	410.3	422.6
	400	411.5983	423.946249	436.7	449.8	463.3
	456	469.7006	483.791618	498.3	513.3	528.7
	383	394.7475	406.589925	418.8	431.4	444.3
	196	201.88	207.9364	214.2	220.6	227.2
	459	473.0172	487.207716	501.8	516.9	532.4
	438	451.14	464.6742	478.6	493.0	507.8
	508	523.24	538.9372	555.1	571.8	588.9
	180	185.7811	191.354533	197.1	203.0	209.1
	493	507.79	523.0237	538.7	554.9	571.5
	476	489.765	504.45795	519.6	535.2	551.2
	287	295.1156	303.969068	313.1	322.5	332.2
	523	538.2059	554.352077	571.0	588.1	605.8
	368	378.628	389.98684	401.7	413.7	426.1
	494	508.4595	523.713285	539.4	555.6	572.3
	485	499.55	514.5365	530.0	545.9	562.2
	494	508.8509	524.116427	539.8	556.0	572.7
	460	473.6043	487.812429	502.4	517.5	533.0
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	515	530.9135	546.840905	563.2	580.1	597.5
	461	474.4386	488.671758	503.3	518.4	534.0
	431	443.9094	457.226682	470.9	485.1	499.6
	422	434.5158	447.551274	461.0	474.8	489.1
	468	481.9885	496.448155	511.3	526.7	542.5
	424	436.8797	449.98604	463.5	477.4	491.7
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	519	534.3537	550.384311	566.9	583.9	601.4
	469	483.4717	497.975851	512.9	528.3	544.2
	486	500.6521	515.671663	531.1	547.1	563.5
	419	431.158	444.09274	457.4	471.1	485.3
	229	236.1378	243.221934	250.5	258.0	265.8

FEBRUARI	420	432.7957	445.779571	459.2	472.9	487.1
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	469	483.2039	497.700017	512.6	528.0	543.9
	471	485.2742	499.832426	514.8	530.3	546.2
	437	449.6362	463.125286	477.0	491.3	506.1
	469	483.3275	497.827325	512.8	528.1	544.0
	457	470.71	484.8313	499.4	514.4	529.8
	323	332.7209	342.702527	353.0	363.6	374.5
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	472	486.0055	500.585665	515.6	531.1	547.0
	508	522.9619	538.650757	554.8	571.5	588.6
	498	512.7855	528.169065	544.0	560.3	577.1
	446	459.277	473.05531	487.2	501.9	516.9
	424	436.7303	449.832209	463.3	477.2	491.5
	355	365.65	376.6195	387.9	399.6	411.5
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	473	487.19	501.8057	516.9	532.4	548.3
	470	484.1515	498.676045	513.6	529.0	544.9
	473	487.4269	502.049707	517.1	532.6	548.6
	456	469.68	483.7704	498.3	513.2	528.6
	425	437.544	450.67032	464.2	478.1	492.5
	369	380.07	391.4721	403.2	415.3	427.8
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	450	463.5	477.405	491.7	506.5	521.7
	423	435.6179	448.686437	462.1	476.0	490.3
	465	479.3002	493.679206	508.5	523.7	539.5
	441	454.7141	468.355523	482.4	496.9	511.8
	302	311.1115	320.444845	330.1	340.0	350.2
MARET	369	379.8846	391.281138	403.0	415.1	427.6
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	471	484.6871	499.227713	514.2	529.6	545.5
	465	479.3105	493.689815	508.5	523.8	539.5
	469	483.1421	497.636363	512.6	527.9	543.8
	467	481.2263	495.663089	510.5	525.8	541.6
	404	416.12	428.6036	441.5	454.7	468.3
	357	367.8851	378.921653	390.3	402.0	414.1
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	455	468.9693	483.038379	497.5	512.5	527.8
	485	499.9826	514.982078	530.4	546.3	562.7
	465	478.8985	493.265455	508.1	523.3	539.0
	466	479.98	494.3794	509.2	524.5	540.2
	477	490.9598	505.688594	520.9	536.5	552.6
	304	312.7183	322.099849	331.8	341.7	352.0
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	474	487.8801	502.516503	517.6	533.1	549.1
	460	473.6867	487.897301	502.5	517.6	533.1
	473	487.1282	501.742046	516.8	532.3	548.3
	435	447.9264	461.364192	475.2	489.5	504.1
	413	425.4518	438.215354	451.4	464.9	478.8
	318	327.4473	337.270719	347.4	357.8	368.5
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	471	484.9343	499.482329	514.5	529.9	545.8
	472	485.645	500.21435	515.2	530.7	546.6
	456	469.68	483.7704	498.3	513.2	528.6
	450	463.7987	477.712661	492.0	506.8	522.0
	416	428.6757	441.535971	454.8	468.4	482.5
	385	396.2513	408.138839	420.4	433.0	446.0
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	302	311.1115	320.444845	330.1	340.0	350.2

APRIL	469	482.5859	497.063477	512.0	527.3	543.2
	467	481.1027	495.535781	510.4	525.7	541.5
	474	488.6423	503.301569	518.4	534.0	550.0
	468	481.8237	496.278411	511.2	526.5	542.3
	423	435.3604	448.421212	461.9	475.7	490.0
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	499	513.8876	529.304228	545.2	561.5	578.4
	525	541.0796	557.311988	574.0	591.3	609.0
	376	387.28	398.8984	410.9	423.2	435.9
	455	469.0311	483.102033	497.6	512.5	527.9
	483	497.49	512.4147	527.8	543.6	559.9
	381	392.43	404.2029	416.3	428.8	441.7
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	412	424.36	437.0908	450.2	463.7	477.6
	502	516.7819	532.285357	548.3	564.7	581.6
	451	464.2828	478.211284	492.6	507.3	522.6
	444	457.32	471.0396	485.2	499.7	514.7
	377	388.31	399.9593	412.0	424.3	437.0
	387	398.5379	410.494037	422.8	435.5	448.6
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	480	494.6266	509.465398	524.7	540.5	556.7
	444	457.8041	471.538223	485.7	500.3	515.3
	486	500.5903	515.608009	531.1	547.0	563.4
	457	470.71	484.8313	499.4	514.4	529.8
	398	409.94	422.2382	434.9	448.0	461.4
	398	409.9503	422.248809	434.9	448.0	461.4
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	532	547.9497	564.388191	581.3	598.8	616.7
	516	531.1504	547.084912	563.5	580.4	597.8
	347	357.41	368.1323	379.2	390.6	402.3
MEI	439	452.4378	466.010934	480.0	494.4	509.2
	458	471.74	485.8922	500.5	515.5	530.9
	428	440.84	454.0652	467.7	481.7	496.2
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	498	512.9606	528.349418	544.2	560.5	577.3
	447	460.5027	474.317781	488.5	503.2	518.3
	500	515.2678	530.725834	546.6	563.0	579.9
	425	438.1414	451.285642	464.8	478.8	493.1
	458	471.6679	485.817937	500.4	515.4	530.9
	442	455.26	468.9178	483.0	497.5	512.4
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	471	484.7283	499.270149	514.2	529.7	545.6
	500	514.6395	530.078685	546.0	562.4	579.2
	463	477.3329	491.652887	506.4	521.6	537.2
	403	415.4299	427.892797	440.7	454.0	467.6
	487	501.1774	516.212722	531.7	547.7	564.1
	402	414.1939	426.619717	439.4	452.6	466.2
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	522	537.9484	554.086852	570.7	587.8	605.5
	484	498.108	513.05124	528.4	544.3	560.6
	487	501.61	516.6583	532.2	548.1	564.6
	504	519.5835	535.171005	551.2	567.8	584.8
	466	479.568	493.95504	508.8	524.0	539.8
	367	377.5259	388.851677	400.5	412.5	424.9
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	475	489.25	503.9275	519.0	534.6	550.7
	412	424.0304	436.751312	449.9	463.3	477.2
	491	506.2347	521.421741	537.1	553.2	569.8
	423	435.8754	448.951662	462.4	476.3	490.6
	423	435.7106	448.781918	462.2	476.1	490.4
	350	360.3043	371.113429	382.2	393.7	405.5

JUN	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	489	503.8657	518.981671	534.6	550.6	567.1
	487	501.4864	516.530992	532.0	548.0	564.4
	502	517.2969	532.815807	548.8	565.3	582.2
	464	477.6316	491.960548	506.7	521.9	537.6
	495	509.85	525.1455	540.9	557.1	573.8
	402	414.06	426.4818	439.3	452.5	466.0
	39	40.0773	41.279619	42.5	43.8	45.1
	525	540.75	556.9725	573.7	590.9	608.6
	526	541.78	558.0334	574.8	592.0	609.8
	495	510.1796	525.484988	541.2	557.5	574.2
	493	508.0784	523.320752	539.0	555.2	571.8
	496	510.88	526.2064	542.0	558.3	575.0
	405	417.2736	429.791808	442.7	456.0	469.6
	182	187.46	193.0838	198.9	204.8	211.0
	526	541.6461	557.895483	574.6	591.9	609.6
	499	513.5477	528.954131	544.8	561.2	578.0
	532	548.063	564.50489	581.4	598.9	616.8
	484	498.1492	513.093676	528.5	544.3	560.7
	512	527.36	543.1808	559.5	576.3	593.5
JUL	408	420.6108	433.229124	446.2	459.6	473.4
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	526	542.0684	558.330452	575.1	592.3	610.1
	547	563.41	580.3123	597.7	615.7	634.1
	493	508.2226	523.469278	539.2	555.3	572.0
	515	530.1616	546.066448	562.4	579.3	596.7
	479	493.37	508.1711	523.4	539.1	555.3
	456	469.68	483.7704	498.3	513.2	528.6
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	456	469.5358	483.621874	498.1	513.1	528.5
	530	545.591	561.95873	578.8	596.2	614.1
	517	532.0774	548.039722	564.5	581.4	598.9
	496	510.4268	525.739604	541.5	557.8	574.5
	556	572.3401	589.510303	607.2	625.4	644.2
	475	488.9719	503.641057	518.8	534.3	550.3
	312	320.9171	330.544613	340.5	350.7	361.2
	478	492.4636	507.237508	522.5	538.1	554.3
	592	609.9866	628.286198	647.1	666.5	686.5
	450	463.1704	477.065512	491.4	506.1	521.3
	521	537.0214	553.132042	569.7	586.8	604.4
	550	566.5	583.495	601.0	619.0	637.6
	516	531.48	547.4244	563.8	580.8	598.2
	314	323.4715	333.175645	343.2	353.5	364.1
	459	472.2859	486.454477	501.0	516.1	531.6
	526	541.677	557.92731	574.7	591.9	609.7
	559	575.9966	593.276498	611.1	629.4	648.3
	545	561.4942	578.339026	595.7	613.6	632.0
	543	559.29	576.0687	593.4	611.2	629.5
	511	526.33	542.1199	558.4	575.1	592.4
	211	217.3918	223.913554	230.6	237.5	244.7
	514	529.7599	545.652697	562.0	578.9	596.2
	506	521.4066	537.048798	553.2	569.8	586.8
	577	594.7014	612.542442	630.9	649.8	669.3
	562	578.86	596.2258	614.1	632.5	651.5
	571	587.9755	605.614765	623.8	642.5	661.8
	551	567.53	584.5559	602.1	620.2	638.8
	337	347.3263	357.746089	368.5	379.5	390.9
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	121	124.7742	128.517426	132.4	136.3	140.4
	381	392.43	404.2029	416.3	428.8	441.7
	428	441.0872	454.319816	467.9	482.0	496.4

AGUSTUS	500	515.1339	530.587917	546.5	562.9	579.8
	423	435.7518	448.824354	462.3	476.2	490.4
	160	164.8	169.744	174.8	180.1	185.5
	542	557.8583	574.594049	591.8	609.6	627.9
	562	579.3029	596.681987	614.6	633.0	652.0
	535	551.3075	567.846725	584.9	602.4	620.5
	498	512.6722	528.052366	543.9	560.2	577.0
	505	520.15	535.7545	551.8	568.4	585.4
	471	485.13	499.6839	514.7	530.1	546.0
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	556	573.1435	590.337805	608.0	626.3	645.1
	505	520.4178	536.030334	552.1	568.7	585.7
	533	549.3299	565.809797	582.8	600.3	618.3
	488	502.1662	517.231186	532.7	548.7	565.2
	552	568.8896	585.956288	603.5	621.6	640.3
	430	442.9	456.187	469.9	484.0	498.5
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	569	585.6168	603.185304	621.3	639.9	659.1
	546	562.1122	578.975566	596.3	614.2	632.7
	530	545.6219	561.990557	578.9	596.2	614.1
	485	499.55	514.5365	530.0	545.9	562.2
	485	500.0238	515.024514	530.5	546.4	562.8
	430	442.8897	456.176391	469.9	484.0	498.5
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	474	488.22	502.8666	518.0	533.5	549.5
	510	525.3	541.059	557.3	574.0	591.2
	453	466.4746	480.468879	494.9	509.7	525.0
	495	509.85	525.1455	540.9	557.1	573.8
	492	507.0793	522.291679	538.0	554.1	570.7
	356	366.9478	377.956234	389.3	401.0	413.0
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
SEPTEMBER	500	515.4223	530.884969	546.8	563.2	580.1
	554	570.1359	587.239977	604.9	623.0	641.7
	484	498.3346	513.284638	528.7	544.5	560.9
	535	550.5453	567.061659	584.1	601.6	619.6
	471	485.3257	499.885471	514.9	530.3	546.2
	444	457.7114	471.442742	485.6	500.2	515.2
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	452	465.7969	479.770807	494.2	509.0	524.3
	515	530.45	546.3635	562.8	579.6	597.0
	498	512.94	528.3282	544.2	560.5	577.3
	498	512.8164	528.200892	544.0	560.4	577.2
	496	510.468	525.78204	541.6	557.8	574.5
	409	421.27	433.9081	446.9	460.3	474.1
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	480	494.1734	508.998602	524.3	540.0	556.2
	516	531.48	547.4244	563.8	580.8	598.2
	450	463.3043	477.203429	491.5	506.3	521.5
	467	481.1336	495.567608	510.4	525.7	541.5
	478	492.34	507.1102	522.3	538.0	554.1
	436	449.08	462.5524	476.4	490.7	505.4
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	493	507.4501	522.673603	538.4	554.5	571.1
	480	494.0395	508.860685	524.1	539.9	556.0
	508	523.1988	538.894764	555.1	571.7	588.9
	477	491.207	505.94321	521.1	536.8	552.9
	454	467.4037	481.425811	495.9	510.7	526.1
	433	445.99	459.3697	473.2	487.3	502.0
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	505	520.5826	536.200078	552.3	568.9	585.9
	420	432.5897	445.567391	458.9	472.7	486.9

OKTOBER	480	494.4	509.232	524.5	540.2	556.5
	502	517.3999	532.921897	548.9	565.4	582.3
	446	459.38	473.1614	487.4	502.0	517.0
	382	393.46	405.2638	417.4	429.9	442.8
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	510	525.7429	541.515187	557.8	574.5	591.7
	498	513.0121	528.402463	544.3	560.6	577.4
	483	497.1398	512.053994	527.4	543.2	559.5
	483	497.6136	512.542008	527.9	543.8	560.1
	443	456.3415	470.031745	484.1	498.7	513.6
	396	407.4577	419.681431	432.3	445.2	458.6
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	522	538.072	554.21416	570.8	588.0	605.6
	477	491.6499	506.399397	521.6	537.2	553.4
	516	530.9856	546.915168	563.3	580.2	597.6
	515	530.8723	546.798469	563.2	580.1	597.5
	439	451.8816	465.438048	479.4	493.8	508.6
	432	444.8776	458.223928	472.0	486.1	500.7
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	465	479.1251	493.498853	508.3	523.6	539.3
	510	524.888	540.63464	556.9	573.6	590.8
NOVEMBER	481	495.4094	510.271682	525.6	541.3	557.6
	454	467.1565	481.171195	495.6	510.5	525.8
	442	455.0952	468.748056	482.8	497.3	512.2
	315	324.7487	334.491161	344.5	354.9	365.5
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	473	486.7059	501.307077	516.3	531.8	547.8
	508	523.4357	539.138771	555.3	572.0	589.1
	443	456.4651	470.159053	484.3	498.8	513.8
	483	496.9956	511.905468	527.3	543.1	559.4
	347	357.0804	367.792812	378.8	390.2	401.9
	355	365.7942	376.768026	388.1	399.7	411.7
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	541	557.4257	574.148471	591.4	609.1	627.4
	524	539.3492	555.529676	572.2	589.4	607.0
	497	511.7555	527.108165	542.9	559.2	576.0
	536	551.8637	568.419611	585.5	603.0	621.1
	468	481.834	496.28902	511.2	526.5	542.3
	445	458.4015	472.153545	486.3	500.9	515.9
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	520	535.7339	551.805917	568.4	585.4	603.0
	512	527.8338	543.668814	560.0	576.8	594.1
	542	557.7965	574.530395	591.8	609.5	627.8
	463	477.2196	491.536188	506.3	521.5	537.1
	463	476.4677	490.761731	505.5	520.6	536.3
	467	481.01	495.4403	510.3	525.6	541.4
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	482	496.9544	511.863032	527.2	543.0	559.3
	526	542.0272	558.288016	575.0	592.3	610.1
	506	521.18	536.8154	552.9	569.5	586.6
	526	541.78	558.0334	574.8	592.0	609.8
	507	521.9113	537.568639	553.7	570.3	587.4
	414	426.42	439.2126	452.4	466.0	479.9
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	521	536.4652	552.559156	569.1	586.2	603.8
	521	536.4652	552.559156	569.1	586.2	603.8
	506	520.7165	536.337995	552.4	569.0	586.1
	531	547.3317	563.751651	580.7	598.1	616.0
	431	443.6416	456.950848	470.7	484.8	499.3
	396	407.5504	419.776912	432.4	445.3	458.7
	0	0	0	0.0	0.0	0.0

DESEMBER	489	503.7936	518.907408	534.5	550.5	567.0
	552	568.972	586.04116	603.6	621.7	640.4
	478	492.6593	507.439079	522.7	538.3	554.5
	471	484.8828	499.429284	514.4	529.8	545.7
	488	502.3104	517.379712	532.9	548.9	565.4
	399	411.4747	423.818941	436.5	449.6	463.1
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	563	579.4471	596.830513	614.7	633.2	652.2
	518	533.025	549.01575	565.5	582.5	599.9
	491	505.8433	521.018599	536.6	552.7	569.3
	466	479.8873	494.283919	509.1	524.4	540.1
	446	459.5551	473.341753	487.5	502.2	517.2
	403	415.0076	427.457828	440.3	453.5	467.1
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	541	557.4154	574.137862	591.4	609.1	627.4
	537	553.3984	570.000352	587.1	604.7	622.9
	445	457.8762	471.612486	485.8	500.3	515.3
	499	513.4653	528.869259	544.7	561.1	577.9
	443	456.1664	469.851392	483.9	498.5	513.4
	432	444.96	458.3088	472.1	486.2	500.8
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	526	541.9654	558.224362	575.0	592.2	610.0
	488	502.7224	517.804072	533.3	549.3	565.8
	493	507.79	523.0237	538.7	554.9	571.5
	261	269.1802	277.255606	285.6	294.1	303.0
	486	500.58	515.5974	531.1	547.0	563.4
	409	421.0125	433.642875	446.7	460.1	473.9
	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	472	486.3969	500.988807	516.0	531.5	547.4
	529	545.0348	561.385844	578.2	595.6	613.4
	409	421.27	433.9081	446.9	460.3	474.1

NMCOMM	NMTYPE	LASTPORT	INPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URAIAN	NMJCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	LDTIME	SPEED
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	864.31	-	0.47	3.40	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	865.34	-	0.47	3.40	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	280.23	-	0.96	1.20	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	282.54	-	0.96	1.20	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	BON	DISCHARGE	LPG	355.68	4.23	0.25	1.50	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	BON	DISCHARGE	LPG	361.25	4.23	0.25	1.50	-
PERTAMIN	VERY LAR	BON	XPN	538	XPN	DISCHARGE	LPG	1,174.03	-	2.43	3.20	-
PERTAMIN	VERY LAR	BON	XPN	538	XPN	DISCHARGE	LPG	1,266.47	-	2.43	3.20	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	5,080.96	-	1.08	8.80	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	5,080.90	-	1.08	8.80	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	864.53	-	0.65	3.50	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	-	-	0.65	3.50	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	762.46	-	0.70	4.30	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	767.65	-	0.70	4.30	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	2,269.59	-	1.76	4.20	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	2,273.28	-	1.76	4.20	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	-	-	1.46	3.40	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	-	-	1.46	3.40	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	1,730.15	-	0.56	6.30	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	1,730.21	-	0.56	6.30	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	357.80	-	0.35	1.50	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	358.09	-	0.35	1.50	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	767.47	-	1.67	3.40	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	771.44	-	1.67	3.40	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	281.97	-	0.43	1.10	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	282.20	-	0.43	1.10	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	765.67	-	1.99	1.80	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	765.74	-	1.99	1.80	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	864.86	-	0.56	4.00	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	864.17	-	0.56	4.00	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	5,082.12	-	0.69	10.60	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	5,080.91	-	0.69	10.60	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	282.05	-	0.19	1.00	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	282.28	-	0.19	1.00	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	766.27	-	0.74	3.00	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	769.54	-	0.74	3.00	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	3,765.53	-	2.42	0.40	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	3,258.51	-	2.42	0.40	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	864.05	-	0.59	3.60	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	863.81	-	0.59	3.60	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	BON	DISCHARGE	LPG	5,086.23	2.04	2.03	8.80	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	BON	DISCHARGE	LPG	5,085.53	2.04	2.03	8.80	-
PERTAMIN	VERY LAR	BON	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	565.63	-	3.49	3.60	-
PERTAMIN	VERY LAR	BON	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	1,394.75	-	3.49	3.60	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	767.99	-	0.42	2.90	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	770.70	-	0.42	2.90	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	864.15	-	1.00	3.40	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	864.24	-	1.00	3.40	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	5,081.60	-	1.16	9.00	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	5,081.97	-	1.16	9.00	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	865.17	-	0.87	4.00	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	865.57	-	0.87	4.00	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	-	-	2.06	3.30	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	-	-	2.06	3.30	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	1,628.74	-	1.02	3.60	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	1,630.95	-	1.02	3.60	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	864.74	-	6.48	4.00	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	XPN	DISCHARGE	LPG	868.18	-	6.48	4.00	-
PERTAMIN	VERY LAR	XPN	XPN	0	TUB	DISCHARGE	LPG	280.74	3.47	0.24	1.30	-



## Asian Gas

NMCOMM	NMTYPE	LASTPORT	INPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URAIAN	NMJCINCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	LDTIME	SPEED
ASIAN GA	SMALL TA	SIN	PJG	625	XTS	DISCHARG	LPG	1,730.35	0.20	1.90	10.50	130.00
ASIAN GA	SMALL TA	BAL	BAL	287	XTS	DISCHARG	LPG	1,731.51	0.92	2.30	28.60	12.00
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,728.02	0.19	1.37	11.50	10.67
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,732.22	0.18	0.70	11.00	11.16
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,730.92	0.18	0.77	9.90	10.91
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	TGR	DISCHARG	LPG	1,730.16	0.15	0.78	10.70	12.97
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,732.59	0.18	0.86	11.00	10.91
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	DUM	686	XTS	DISCHARG	LPG	1,527.52	2.26	2.08	10.10	12.38
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	DUM	686	XTS	DISCHARG	LPG	1,529.39	1.16	2.85	34.00	24.17
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,733.08	0.20	2.93	14.10	10.00
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	DUM	686	TBU	DISCHARG	LPG	1,527.61	1.17	1.02	9.90	24.00
ASIAN GA	SMALL TA	TBU	DUM	453	TUB	DISCHARG	LPG	1,547.28	0.58	1.22	11.90	30.86
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	DUM	180	TUB	DISCHARG	LPG	1,532.32	0.53	2.02	10.80	13.13
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	DUM	180	XTS	DISCHARG	LPG	1,527.38	2.34	2.74	10.80	2.99
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,734.99	0.19	1.32	13.00	10.43
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	TPK	DISCHARG	LPG	1,740.53	0.42	0.68	10.70	4.80
ASIAN GA	SMALL TA	TPK	BAL	116	XTS	DISCHARG	LPG	1,727.76	0.85	2.08	38.50	4.73
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,734.89	0.20	0.77	12.00	10.00
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	BAL	287	XTS	DISCHARG	LPG	1,730.79	0.94	2.01	34.20	11.73
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	BAL	287	TGR	DISCHARG	LPG	1,731.17	1.53	3.60	15.40	7.17
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,733.51	0.19	0.70	10.90	10.67
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	BAL	287	XTS	DISCHARG	LPG	1,733.56	0.79	3.58	33.90	13.89
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,726.68	0.20	0.63	10.60	10.21
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,736.12	0.18	0.70	10.00	10.91
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PJG	60	XTS	DISCHARG	LPG	1,733.28	0.19	0.63	10.30	10.67
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	SMR	360	TPK	DISCHARG	LPG	1,730.96	0.78	0.83	15.10	19.15
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,736.56	3.26	3.85	16.80	12.28
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	TBU	DISCHARG	LPG	1,729.30	2.05	1.93	18.70	19.47
ASIAN GA	SMALL TA	TBU	DUM	453	TBU	DISCHARG	LPG	1,529.54	1.17	3.16	13.50	15.43
ASIAN GA	SMALL TA	TBU	PKS	593	XTS	DISCHARG	LPG	1,693.70	3.27	2.45	22.40	7.34
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,735.14	3.35	1.14	15.80	11.93
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,742.60	3.31	2.27	16.50	12.08
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,739.68	3.54	1.38	18.10	11.29
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,733.86	3.31	5.27	16.70	12.08
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,732.65	2.93	1.27	15.60	13.66
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	DUM	686	TBU	DISCHARG	LPG	1,532.55	1.23	2.00	12.80	22.78
ASIAN GA	SMALL TA	TBU	PKS	593	XTS	DISCHARG	LPG	1,696.98	3.29	2.56	19.10	7.29
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	TUB	DISCHARG	LPG	1,739.19	3.35	1.94	17.50	11.96
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	BNJ	1003	BNJ	DISCHARG	LPG	681.29	-	3.08	4.40	217.05
ASIAN GA	SMALL TA	BNJ	BNJ	50	BNJ	DISCHARG	LPG	545.55	-	3.80	3.20	-
ASIAN GA	SMALL TA	BNJ	BNJ	50	XTS	DISCHARG	LPG	513.28	2.10	2.13	3.00	0.95
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	TUB	DISCHARG	LPG	1,733.73	1.46	2.58	15.50	27.43
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	PKS	425	XTS	DISCHARG	LPG	1,728.60	3.42	4.52	16.80	4.98
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,731.50	3.32	2.65	15.20	12.05
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,731.12	3.28	1.60	17.10	12.18
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG	1,732.95	3.19	5.28	17.10	12.55
ASIAN GA	SMALL TA	XTS	PKS	971	TUB	DISCHARG	LPG	1,738.17	1.49	1.75	21.20	26.82
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	PKS	425	TUB	DISCHARG	LPG	1,732.90	1.50	1.13	14.70	11.33
ASIAN GA	SMALL TA	TUB	PKS	425	TUB	DISCHARG	LPG	1,734.01	3.30	2.04	15.60	5.14
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	TGR	55	XTS	ETC	NULL	NULL	0.28	1.80	1.20	7.06
ASIAN GA	SMALL TA	BAL	TGR	217	XTS	ETC	NULL	NULL	0.32	0.70	0.40	28.42
ASIAN GA	SMALL TA	SMR	TPK	242	XTS	ETC	NULL	NULL	0.46	0.72	0.70	21.82
ASIAN GA	SMALL TA	MKS	SIN	1067	PJG	LOADING	LPG	1,730.35	0.20	1.44	3.50	220.00
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	BAL	LOADING	LPG	1,731.51	0.93	1.70	4.60	2.15
ASIAN GA	SMALL TA	BAL	XTS	287	PJG	LOADING	LPG	1,728.02	0.20	1.29	3.50	56.18
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	PJG	LOADING	LPG	1,732.22	0.19	1.35	4.20	10.43
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	PJG	LOADING	LPG	1,730.92	0.21	1.11	3.70	9.41
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	PJG	LOADING	LPG	1,730.16	0.20	1.11	3.90	10.21
ASIAN GA	SMALL TA	TGR	XTS	85	PJG	LOADING	LPG	1,732.59	0.18	0.78	3.90	16.74
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	DUM	LOADING	LPG	1,527.52	2.47	2.34	3.92	0.81
ASIAN GA	SMALL TA	DUM	XTS	686	DUM	LOADING	LPG	1,529.39	1.70	0.72	3.30	16.47
ASIAN GA	SMALL TA	DUM	XTS	686	PJG	LOADING	LPG	1,733.08	0.20	0.67	4.30	140.00
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	DUM	LOADING	LPG	1,527.61	2.44	2.78	3.20	0.82
ASIAN GA	SMALL TA	DUM	TBU	453	DUM	LOADING	LPG	1,547.28	1.20	2.06	13.70	15.05
ASIAN GA	SMALL TA	DUM	TUB	180	DUM	LOADING	LPG	1,532.32	0.55	1.52	11.10	12.83
ASIAN GA	SMALL TA	DUM	TUB	180	DUM	LOADING	LPG	1,527.38	0.55	1.82	10.30	12.63
ASIAN GA	SMALL TA	DUM	XTS	686	PJG	LOADING	LPG	1,734.99	0.20	0.62	3.50	137.12
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	XTS	60	PJG	LOADING	LPG	1,740.53	0.19	0.85	6.40	10.43
ASIAN GA	SMALL TA	PJG	TPK	122	BAL	LOADING	LPG	1,727.76	0.43	2.25	0.30	11.76

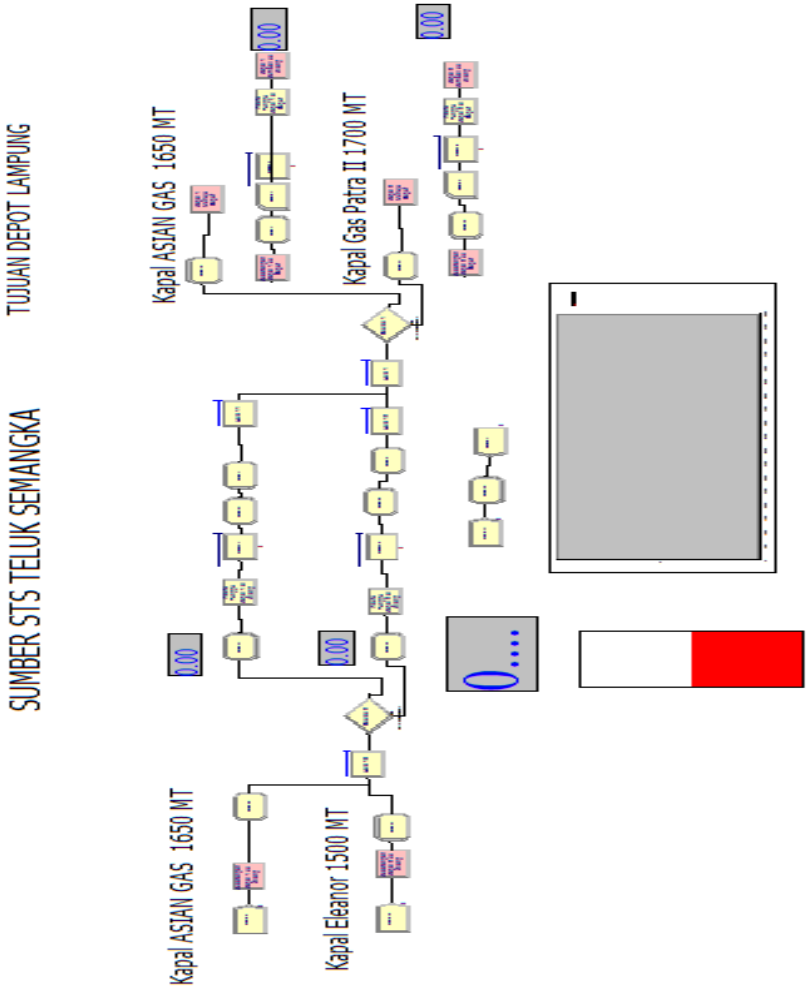
# Eleanor

NMCOMM	NMTYPE	LASTPORT	INPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URA	IN	NMNCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	LDTIME	SPEED
ELEANOR	SMALL TA	PLJ	PKS	487	PLJ	DISCHARG	LPG		1,299.72	1.90	1.84	15.70	10.50
ELEANOR	SMALL TA	PLJ	PKS	487	PLJ	DISCHARG	LPG		1,298.81	2.06	3.59	24.00	9.72
ELEANOR	SMALL TA	PLJ	PKS	487	PLJ	DISCHARG	LPG		1,300.42	1.96	5.18	22.20	10.21
ELEANOR	SMALL TA	PLJ	PKS	487	PLJ	DISCHARG	LPG		1,289.54	2.04	2.00	11.80	9.80
ELEANOR	SMALL TA	PLJ	PKS	487	XTS	DISCHARG	LPG		1,292.81	3.10	4.08	23.50	6.44
ELEANOR	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG		1,277.30	3.13	3.26	11.00	12.80
ELEANOR	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG		1,288.00	3.21	3.69	10.80	12.45
ELEANOR	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG		1,298.77	3.22	4.36	12.20	12.44
ELEANOR	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG		1,302.86	3.32	4.15	63.00	12.05
ELEANOR	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG		1,278.48	3.27	2.91	11.90	12.23
ELEANOR	SMALL TA	XTS	PKS	971	XTS	DISCHARG	LPG		1,275.58	3.25	3.14	10.80	12.29
ELEANOR	SMALL TA	XTS	PKS	971	PLJ	DISCHARG	LPG		1,300.71	2.23	4.38	12.00	17.91
ELEANOR	SMALL TA	PLJ	DUM	446	PLJ	DISCHARG	LPG		1,514.73	1.32	2.16	9.50	13.63
ELEANOR	SMALL TA	PLJ	DUM	446	TUB	DISCHARG	LPG		1,526.38	0.60	1.09	11.60	30.21
ELEANOR	SMALL TA	TUB	DUM	180	TGR	DISCHARG	LPG		1,502.91	2.35	2.60	12.40	2.97
ELEANOR	SMALL TA	XTS	DUM	686	TUB	DISCHARG	LPG		1,521.27	0.53	2.21	9.60	52.91
ELEANOR	SMALL TA	TUB	DUM	180	PLJ	DISCHARG	LPG		1,512.37	2.47	1.28	11.90	2.83
ELEANOR	SMALL TA	PLJ	BAL	480	XPN	DISCHARG	LPG		1,463.55	1.44	1.97	35.50	13.87
ELEANOR	SMALL TA	XPN	MKS	373	XPN	DISCHARG	LPG		1,526.59	1.13	2.30	9.30	13.24
ELEANOR	SMALL TA	XPN	MKS	373	XTS	DISCHARG	LPG		1,529.90	4.57	5.12	8.80	3.28
ELEANOR	SMALL TA	XTS	MKS	943	XTS	DISCHARG	LPG		1,515.30	1.15	3.22	8.00	34.04
ELEANOR	SMALL TA	XTS	MKS	943	XPN	DISCHARG	LPG		1,525.97	1.16	4.61	9.90	33.55
ELEANOR	SMALL TA	XPN	MKS	373	XPN	DISCHARG	LPG		1,527.09	1.17	3.23	9.90	12.81
ELEANOR	SMALL TA	XPN	MKS	373	XPN	DISCHARG	LPG		1,524.35	0.40	3.09	12.70	37.50
ELEANOR	SMALL TA	XPN	MKS	373	XPN	DISCHARG	LPG		1,526.35	1.19	3.18	9.90	12.59
ELEANOR	SMALL TA	XPN	MKS	373	XPN	DISCHARG	LPG		1,526.02	1.16	1.96	9.70	12.95
ELEANOR	SMALL TA	XPN	MKS	373	XPN	DISCHARG	LPG		1,534.04	1.20	2.83	56.10	12.54
ELEANOR	SMALL TA	XPN	MKS	373	XPN	DISCHARG	LPG		1,530.36	1.18	3.80	9.50	12.77
ELEANOR	SMALL TA	XPN	MKS	373	XPN	DISCHARG	LPG		1,527.62	1.25	2.20	11.60	12.04
ELEANOR	SMALL TA	XPN	BAL	416	XPN	DISCHARG	LPG		1,463.85	1.48	4.01	23.20	11.49
ELEANOR	SMALL TA	XPN	MKS	373	XPN	DISCHARG	LPG		1,526.81	1.19	1.45	14.40	12.63
ELEANOR	SMALL TA	XPN	MKS	373	XPN	DISCHARG	LPG		1,532.22	29.71	2.84	9.40	0.50
ELEANOR	SMALL TA	XPN	BPP	427	XPN	DISCHARG	LPG		1,530.65	1.40	1.62	18.40	12.14
ELEANOR	SMALL TA	XPN	BPP	427	XPN	DISCHARG	LPG		1,527.77	1.37	2.55	18.90	12.40
ELEANOR	SMALL TA	XPN	MKS	373	XPN	DISCHARG	LPG		1,526.14	1.13	2.11	11.30	13.33
ELEANOR	SMALL TA	XPN	MKS	373	XPN	DISCHARG	LPG		1,521.53	1.33	5.76	9.50	11.28
ELEANOR	SMALL TA	XPN	BNJ	390	XPN	DISCHARG	LPG		1,527.32	0.76	4.20	3.40	21.10
ELEANOR	SMALL TA	XPN	BPP	427	XPN	DISCHARG	LPG		1,526.99	1.38	4.23	19.00	12.36
ELEANOR	SMALL TA	DUM	TGR	710	XTS	ETC	NULL		NULL	0.25	1.26	-	114.08
ELEANOR	SMALL TA	MKS	XTS	943	XTS	ETC	NULL		NULL	0.45	6.75	-	86.67
ELEANOR	SMALL TA	PKS	PLJ	487	PKS	LOADING	LPG		1,298.81	2.18	3.21	11.00	9.16
ELEANOR	SMALL TA	PKS	PLJ	487	PKS	LOADING	LPG		1,300.42	2.09	2.04	11.30	9.56
ELEANOR	SMALL TA	PKS	PLJ	487	PKS	LOADING	LPG		1,289.54	2.15	5.77	10.90	9.28
ELEANOR	SMALL TA	PKS	PLJ	487	PKS	LOADING	LPG		1,292.81	2.12	2.63	11.20	9.45
ELEANOR	SMALL TA	PKS	XTS	990	PKS	LOADING	LPG		1,277.30	3.39	2.28	15.30	12.09
ELEANOR	SMALL TA	PKS	XTS	990	PKS	LOADING	LPG		1,288.00	3.45	0.91	15.10	11.87
ELEANOR	SMALL TA	PKS	XTS	990	PKS	LOADING	LPG		1,298.77	3.37	1.96	9.30	12.18
ELEANOR	SMALL TA	PKS	XTS	990	PKS	LOADING	LPG		1,302.86	3.49	1.07	9.20	11.74
ELEANOR	SMALL TA	PKS	XTS	990	PKS	LOADING	LPG		1,278.48	3.30	1.44	9.20	12.41
ELEANOR	SMALL TA	PKS	XTS	990	PKS	LOADING	LPG		1,275.58	3.45	2.04	8.10	11.90
ELEANOR	SMALL TA	PKS	XTS	990	PKS	LOADING	LPG		1,300.71	3.42	1.21	8.20	12.00
ELEANOR	SMALL TA	PKS	PLJ	487	DUM	LOADING	LPG		1,514.73	1.17	13.32	13.60	17.14
ELEANOR	SMALL TA	DUM	PLJ	446	DUM	LOADING	LPG		1,526.38	1.16	3.27	15.20	15.54
ELEANOR	SMALL TA	DUM	TUB	180	DUM	LOADING	LPG		1,502.91	0.59	1.29	12.60	11.91
ELEANOR	SMALL TA	TGR	XTS	85	DUM	LOADING	LPG		1,521.27	2.43	0.97	8.10	1.23
ELEANOR	SMALL TA	DUM	TUB	158	DUM	LOADING	LPG		1,512.37	0.56	0.89	12.90	12.54
ELEANOR	SMALL TA	DUM	PLJ	446	BAL	LOADING	LPG		1,463.55	0.95	0.93	9.20	18.86
ELEANOR	SMALL TA	BAL	XPN	416	MKS	LOADING	LPG		1,526.59	1.41	1.36	10.10	12.04
ELEANOR	SMALL TA	MKS	XPN	373	MKS	LOADING	LPG		1,529.90	1.41	1.40	7.50	10.62
ELEANOR	SMALL TA	XTS	XTS	180	MKS	LOADING	LPG		1,515.30	3.51	1.43	8.40	1.99
ELEANOR	SMALL TA	MKS	XTS	943	MKS	LOADING	LPG		1,525.97	1.41	0.67	7.40	27.69
ELEANOR	SMALL TA	MKS	XPN	373	MKS	LOADING	LPG		1,527.09	1.38	2.31	7.30	10.84
ELEANOR	SMALL TA	MKS	XPN	373	MKS	LOADING	LPG		1,524.35	0.66	2.27	7.30	22.79
ELEANOR	SMALL TA	MKS	XPN	373	MKS	LOADING	LPG		1,526.35	1.41	0.89	7.00	10.65
ELEANOR	SMALL TA	MKS	XPN	373	MKS	LOADING	LPG		1,526.02	1.41	3.70	7.40	10.62
ELEANOR	SMALL TA	MKS	XPN	373	MKS	LOADING	LPG		1,534.04	1.41	1.91	6.60	10.65
ELEANOR	SMALL TA	MKS	XPN	373	MKS	LOADING	LPG		1,530.36	1.41	0.92	6.80	10.65
ELEANOR	SMALL TA	MKS	XPN	373	MKS	LOADING	LPG		1,527.62	1.41	1.26	7.20	10.65
ELEANOR	SMALL TA	MKS	XPN	373	BAL	LOADING	LPG		1,463.85	1.46	0.63	7.20	10.29
ELEANOR	SMALL TA	BAL	XPN	416	MKS	LOADING	LPG		1,526.81	1.41	1.77	8.20	12.07
ELEANOR	SMALL TA	MKS	XPN	373	MKS	LOADING	LPG		1,532.22	1.41	0.79	7.50	10.65
ELEANOR	SMALL TA	MKS	XPN	373	BPP	LOADING	LPG		1,530.65	1.53	3.50	6.80	9.81

# Arar

NMCOMM	NMTYPE	LASTPORT	INPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URAIAN	NMNCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	LDTIME	SPEED
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,728.32	1.40	2.47	25.10	12.14
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,728.32	1.33	1.64	23.80	12.75
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XTSA	DISCHARGE	LPXG	1,728.34	0.37	1.63	28.10	45.85
GAS ARAR	SMALL TA	XTSA	BPP	96	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,625.68	1.39	1.58	27.10	2.88
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,728.00	1.37	3.54	23.00	12.44
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XTSA	DISCHARGE	LPXG	1,728.04	0.40	2.36	25.30	42.95
GAS ARAR	SMALL TA	XTSA	BPP	96	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,625.68	1.30	1.62	23.50	3.08
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,729.25	1.28	4.28	48.80	13.29
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,728.63	1.30	1.95	21.70	13.08
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,728.39	1.28	1.56	21.40	13.29
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XTSA	DISCHARGE	LPXG	1,728.48	0.40	1.83	23.10	42.50
GAS ARAR	SMALL TA	XTSA	BPP	96	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,625.48	1.32	3.07	21.80	3.03
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,728.89	1.34	1.52	22.70	12.67
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,729.09	1.27	2.76	22.70	13.38
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XTSA	DISCHARGE	LPXG	1,731.51	0.45	2.51	40.30	37.78
GAS ARAR	SMALL TA	XTSA	BPP	96	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,625.68	1.23	2.33	23.80	3.24
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	BAL	DISCHARGE	LPXG	1,728.75	1.69	2.79	22.10	10.05
GAS ARAR	SMALL TA	BAL	CLC	466	BAL	DISCHARGE	LPXG	703.53	1.71	5.55	21.00	11.12
GAS ARAR	SMALL TA	BAL	CLC	466	XTSA	DISCHARGE	LPXG	812.84	2.99	2.71	15.90	6.35
GAS ARAR	SMALL TA	XTSA	MKS	340	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,625.68	1.06	2.17	10.70	13.18
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XTSA	DISCHARGE	LPXG	1,731.78	0.42	3.20	13.90	40.80
GAS ARAR	SMALL TA	XTSA	BAL	200	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,625.68	1.30	1.75	29.20	6.15
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,730.57	1.31	2.38	20.90	12.95
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,732.18	1.33	3.73	21.00	12.75
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XTSA	DISCHARGE	LPXG	1,730.95	0.34	3.87	21.10	49.75
GAS ARAR	SMALL TA	XTSA	MKS	340	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,625.68	1.06	1.22	8.50	13.18
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,732.20	1.33	3.50	32.00	12.75
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,731.17	1.32	5.08	20.70	12.87
GAS ARAR	SMALL TA	XTSA	BPP	96	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,625.68	1.35	3.17	20.60	2.97
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	MKS	373	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,730.05	1.06	0.87	8.80	14.12
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,731.98	0.41	1.33	20.90	41.64
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,732.38	1.37	1.98	23.90	12.44
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	MKS	373	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,732.26	1.04	1.89	11.60	14.40
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	MKS	373	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,733.00	1.04	1.25	11.50	14.40
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	MKS	373	XTSA	DISCHARGE	LPXG	1,731.27	1.14	2.37	8.70	13.19
GAS ARAR	SMALL TA	XTSA	DUM	1211	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,625.68	1.06	1.08	10.00	47.06
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	MKS	373	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,733.46	1.08	0.80	12.30	13.95
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	MKS	373	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,731.87	1.05	6.31	6.30	14.23
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	MKS	373	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,733.04	1.02	6.14	10.60	14.69
GAS ARAR	SMALL TA	MKS	BPP	290	SOR	DISCHARGE	LPXG	1,730.38	3.33	2.04	28.50	3.60
GAS ARAR	SMALL TA	SOR	MKS	193	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,040.85	1.03	2.04	5.60	7.77
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XTSA	DISCHARGE	LPXG	1,729.32	0.44	4.80	22.70	38.86
GAS ARAR	SMALL TA	XTSA	MKS	340	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,625.68	1.04	4.50	12.10	13.44
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,732.05	1.25	2.28	29.60	13.60
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,736.67	1.27	4.69	20.60	13.38
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	DUM	945	XTSA	DISCHARGE	LPXG	1,732.21	1.10	1.69	11.90	35.32
GAS ARAR	SMALL TA	XTSA	MKS	340	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,626.20	1.10	1.54	10.30	12.68
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	MKS	373	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,736.98	1.27	2.46	21.60	11.80
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,742.32	1.53	4.10	22.90	11.12
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	BPP	427	XTSA	DISCHARGE	LPXG	1,732.00	0.41	1.65	22.10	41.64
GAS ARAR	SMALL TA	XTSA	MKS	340	XPXN	DISCHARGE	LPXG	1,625.68	1.13	2.56	10.00	12.44
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	XTSA	ETC	NULL	NULL	1.74	0.78	-	9.76
GAS ARAR	SMALL TA	XPXN	MKS	373	BPP	ETC	NULL	NULL	0.98	0.63	-	15.32
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	BPP	LOADING	LPXG	1,728.32	1.45	0.46	3.00	11.72
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	BPP	LOADING	LPXG	1,728.32	1.40	0.81	3.40	12.11
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	BPP	LOADING	LPXG	1,728.34	1.30	0.63	3.50	13.03
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XTSA	96	BPP	LOADING	LPXG	1,625.68	0.43	2.63	25.70	9.41
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	BPP	LOADING	LPXG	1,728.00	1.36	1.03	7.70	12.52
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	BPP	LOADING	LPXG	1,728.04	1.37	0.72	4.20	12.40
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XTSA	96	BPP	LOADING	LPXG	1,625.68	0.38	2.46	25.60	10.55
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	BPP	LOADING	LPXG	1,729.25	1.39	1.33	8.50	12.25
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	BPP	LOADING	LPXG	1,728.63	1.39	0.91	4.20	12.25
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	BPP	LOADING	LPXG	1,728.39	1.38	0.74	3.40	12.33
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	BPP	LOADING	LPXG	1,728.48	1.40	0.89	3.60	12.14
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XTSA	96	BPP	LOADING	LPXG	1,625.48	0.39	1.83	8.70	10.21
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	BPP	LOADING	LPXG	1,728.89	1.42	1.22	3.80	11.97
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	BPP	LOADING	LPXG	1,729.09	1.37	0.74	3.70	12.44
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	BPP	LOADING	LPXG	1,731.51	1.47	1.23	3.80	11.56
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XTSA	96	BPP	LOADING	LPXG	1,625.68	0.38	1.40	24.40	10.67
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	XPXN	427	BPP	LOADING	LPXG	1,728.75	1.48	1.60	4.20	11.46
GAS ARAR	SMALL TA	BPP	BAL	689	CLC	LOADING	LPXG	703.53	1.50	4.45	15.20	18.72
GAS ARAR	SMALL TA	CLC	BAL	466	CLC	LOADING	LPXG	812.84	1.60	1.71	15.50	11.84
GAS ARAR	SMALL TA	CLC	XTSA	930	MKS	LOADING	LPXG	1,625.68	1.10	2.28	25.30	34.41
GAS ARAR	SMALL TA	MKS	XPXN	373	BPP	LOADING	LPXG	1,731.78	1.47	1.23	9.70	10.23

II. Pemodelan Arena Eksisting

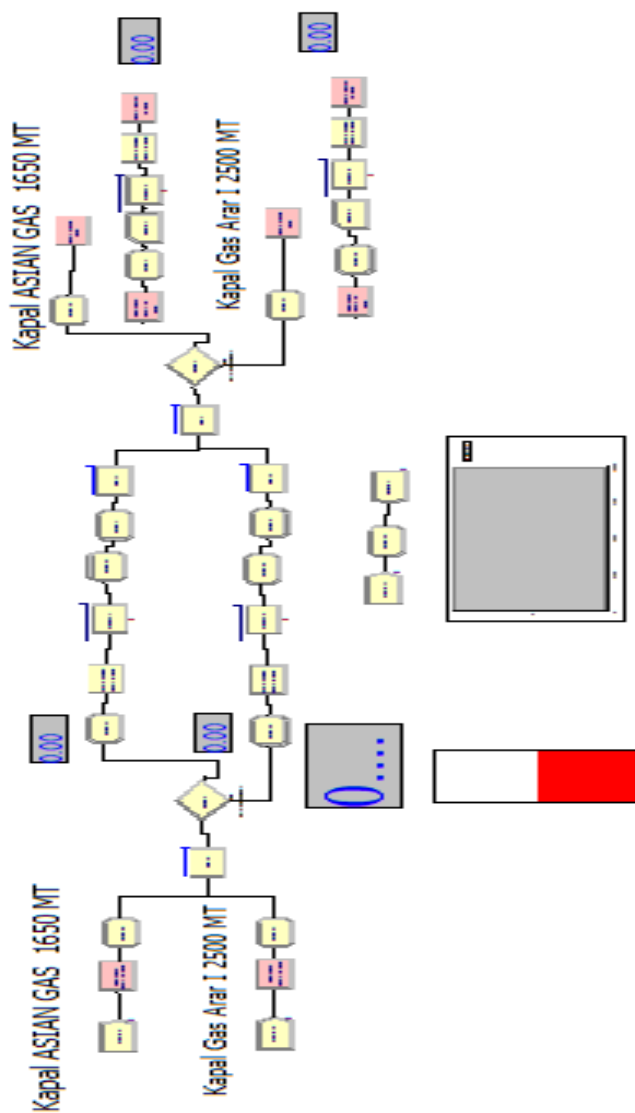


Skenario 1

## Skenario 2

SUMBER STS TELUK SEMANGKA

TUJUAN DEPOT LAMPUNG



TUJUAN DEPOT LAMPUNG

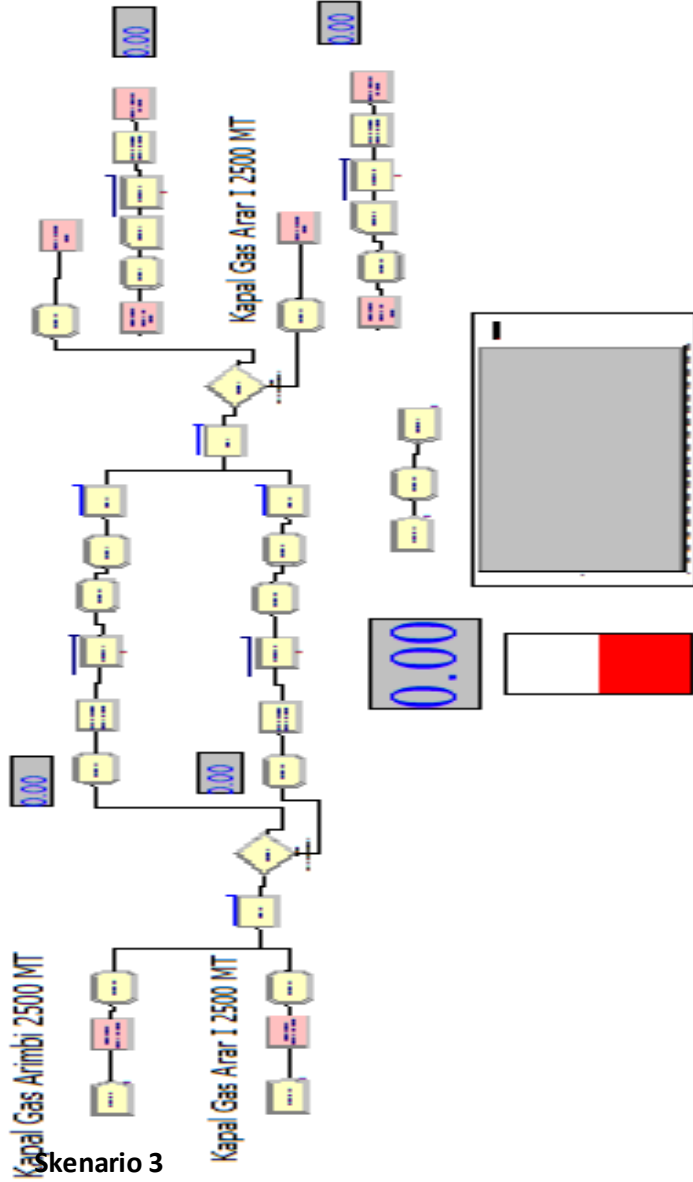
SUMBER STS TELUK SEMANGKA

Kapal Gas Arimbi 2500 MT

Kapal Gas Arimbi 2500 MT

Kapal Gas Arir 1 2500 MT

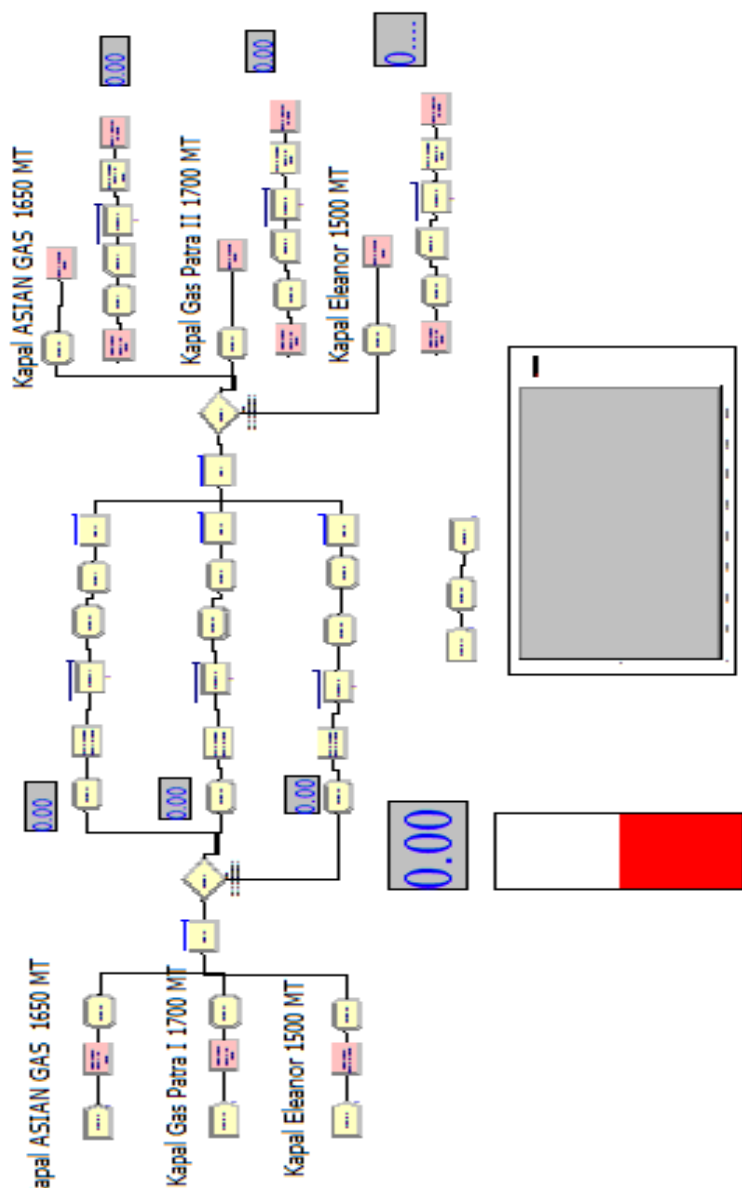
Kapal Gas Arir 1 2500 MT



SUMBER STS TELUK SEMANGKA

TUJUAN DEPOT LAMPUNG

### III. Hasil Running Arena



## Eksisting

### ARENA Simulation Results user

#### Summary for Replication 1 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	271
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	191

#### Beginning replication 2 of 7

### ARENA Simulation Results user

#### Summary for Replication 2 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	268
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	197



Beginning replication 3 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 3 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	279
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	186

Beginning replication 4 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 4 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	251
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	205

Beginning replication 5 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 5 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	265
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	199

Beginning replication 6 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 6 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	262
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	196

Beginning replication 7 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 7 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	265
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	199

Skenario 1

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 1 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	200
Arar	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	173

Beginning replication 2 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 2 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	210
Arar	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	170

Beginning replication 3 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 3 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	200
Arar_	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	168

Beginning replication 4 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 4 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	211
Arar_	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	176

Beginning replication 5 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 5 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	211
Arar	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	176

Beginning replication 6 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 6 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	224
Arar	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	168

Beginning replication 7 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 7 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43680.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1650.0	(Insuf)	1650.0	1650.0	210
Arar	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	174

## Skenario 2

### ARENA Simulation Results user

#### Summary for Replication 1 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Arimbi	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	145
Arar	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	174

Beginning replication 2 of 7

### ARENA Simulation Results user

#### Summary for Replication 2 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Arimbi	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	140
Arar	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	170



Beginning replication 3 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 3 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Arimbi	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	155
Arar	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	165

Beginning replication 4 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 4 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Arimbi	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	144
Arar	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	171

Beginning replication 5 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 5 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Arimbi	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	151
Arar	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	171

Beginning replication 6 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 6 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Arimbi	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	152
Arar	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	164

Beginning replication 7 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 7 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Arimbi	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	155
Arar	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	175

## Skenario 3

### ARENA Simulation Results user

#### Summary for Replication 1 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half Width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	206
Patra 1	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	128
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	186

Beginning replication 2 of 7

### ARENA Simulation Results user

#### Summary for Replication 2 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half Width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	192
Patra 1	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	145
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	176



Beginning replication 3 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 3 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	186
Patra 1	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	151
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	181

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 4 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half Width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	199
Patra 1	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	139
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	174

Beginning replication 5 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 5 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	201
Patra 1	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	140
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	183

Beginning replication 6 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 6 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	194
Patra 1	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	138
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	180

Beginning replication 7 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 7 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 6/27/2016  
Model revision date: 6/27/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
AsianGas	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	203
Patra 1	1700.0	(Insuf)	1700.0	1700.0	139
Eleanor	1500.0	(Insuf)	1500.0	1500.0	180



# LAMPIRAN C

## Lampiran Skema Depot Tanjung Priuk

### I. Record Data

Month	Daily Of Take (DOT) Depot Tanjung Priul					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
JANUARI	1,527	1587	1649	1713	1780	1849
	2,473	2570	2670	2774	2882	2995
	2,455	2551	2651	2754	2861	2973
	2,354	2446	2541	2640	2743	2850
	757	786	817	849	882	916
	2,317	2407	2501	2598	2700	2805
	2,333	2424	2518	2617	2719	2825
	2,719	2826	2936	3050	3169	3293
	2,673	2777	2886	2998	3115	3237
	2,631	2734	2840	2951	3066	3186
	2,665	2769	2877	2990	3106	3227
	1,094	1137	1181	1227	1275	1325
	2,307	2397	2490	2588	2688	2793
	2,000	2078	2159	2243	2330	2421
	2,214	2300	2390	2483	2580	2680
	2,628	2730	2837	2948	3063	3182
	2,039	2119	2201	2287	2376	2469
	1,999	2077	2158	2242	2329	2420
	1,108	1152	1197	1243	1292	1342
	2,649	2753	2860	2971	3087	3208
	3,246	3373	3504	3641	3783	3931
	3,251	3377	3509	3646	3788	3936
	2,702	2807	2917	3031	3149	3272
	2,329	2419	2514	2612	2714	2820
	3,942	4096	4255	4421	4594	4773
	1,662	1727	1794	1864	1937	2012
	2,163	2248	2335	2426	2521	2619
	2,359	2451	2547	2646	2749	2857
	2,442	2537	2636	2739	2846	2957
	2,547	2646	2749	2856	2968	3083
	2,001	2079	2161	2245	2332	2423
FEBRUARI	2,381	2474	2570	2671	2775	2883
	1,438	1494	1552	1612	1675	1741
	3,129	3251	3378	3509	3646	3789
	3,269	3396	3529	3666	3809	3958
	2,660	2763	2871	2983	3100	3220
	2,549	2649	2752	2859	2971	3087
	2,728	2835	2945	3060	3180	3304
	2,539	2638	2741	2848	2959	3075
	857	890	925	961	999	1038
	2,536	2635	2737	2844	2955	3070
	2,622	2724	2830	2941	3056	3175
	2,860	2972	3088	3208	3333	3463
	3,233	3359	3490	3627	3768	3915
	3,561	3700	3844	3994	4150	4311
	3,082	3202	3327	3457	3592	3732
	854	887	922	958	995	1034
	2,548	2647	2750	2857	2969	3085
	2,584	2684	2789	2898	3011	3128
	2,741	2848	2959	3075	3195	3319
	2,836	2947	3062	3181	3305	3434
	2,983	3100	3221	3346	3477	3612
	3,316	3445	3580	3719	3864	4015
	1,358	1411	1466	1523	1582	1644
	2,407	2501	2599	2700	2805	2915
	2,391	2484	2581	2682	2787	2895
	2,562	2662	2766	2874	2986	3102
	2,511	2609	2711	2817	2926	3041
	2,431	2525	2624	2726	2832	2943

MARET	2,299	2389	2482	2579	2679	2784
	775	805	837	869	903	938
	2,500	2597	2699	2804	2913	3027
	2,440	2535	2634	2737	2844	2955
	2,496	2593	2694	2799	2908	3022
	2,454	2549	2649	2752	2859	2971
	2,464	2560	2660	2764	2871	2983
	2,402	2495	2593	2694	2799	2908
	585	607	631	656	681	708
	2,383	2476	2573	2673	2778	2886
	2,480	2577	2677	2782	2890	3003
	2,262	2350	2441	2537	2635	2738
	2,683	2788	2896	3009	3127	3249
	2,445	2540	2639	2742	2849	2960
	2,352	2444	2539	2638	2741	2848
	694	721	749	778	808	840
	2,411	2505	2603	2704	2810	2919
	2,649	2753	2860	2971	3087	3208
	2,510	2608	2710	2816	2926	3040
	2,568	2668	2772	2880	2992	3109
	2,505	2602	2704	2809	2919	3033
	2,354	2446	2541	2641	2744	2851
	396	411	428	444	462	480
	2,562	2661	2765	2873	2985	3102
	2,597	2699	2804	2913	3027	3145
	2,396	2489	2586	2687	2792	2901
	2,448	2544	2643	2746	2853	2964
	2,586	2687	2791	2900	3013	3131
	2,590	2691	2795	2904	3018	3135
	873	907	942	979	1017	1057
	1,658	1723	1790	1860	1932	2008
APRIL	2,519	2617	2719	2825	2936	3050
	2,571	2671	2775	2884	2996	3113
	2,597	2698	2804	2913	3027	3145
	2,447	2542	2641	2744	2851	2963
	2,432	2527	2626	2728	2835	2945
	871	905	941	977	1016	1055
	2,541	2641	2744	2851	2962	3077
	2,767	2875	2987	3103	3224	3350
	1,927	2002	2080	2161	2246	2333
	2,578	2678	2783	2891	3004	3121
	2,520	2618	2720	2826	2937	3051
	2,583	2683	2788	2897	3010	3127
	855	888	922	958	996	1035
	2,489	2586	2687	2792	2901	3014
	2,533	2631	2734	2841	2951	3066
	2,829	2940	3054	3173	3297	3426
	3,184	3308	3437	3571	3711	3855
	2,559	2659	2762	2870	2982	3098
	3,052	3171	3294	3423	3556	3695
	989	1028	1068	1109	1153	1198
	2,490	2587	2688	2793	2902	3015
	2,535	2634	2737	2844	2954	3070
	2,545	2645	2748	2855	2966	3082
	2,533	2632	2735	2841	2952	3067
	2,574	2674	2779	2887	3000	3117
	2,816	2926	3040	3158	3282	3410
	802	833	866	899	934	971
	2,546	2646	2749	2856	2967	3083
	2,687	2791	2900	3013	3131	3253
	2,298	2388	2481	2578	2678	2783

MEI	1,820	1891	1965	2041	2121	2204
	2,453	2549	2648	2751	2859	2970
	2,671	2775	2883	2996	3113	3234
	479	498	517	537	558	580
	2,503	2600	2702	2807	2917	3030
	2,824	2934	3048	3167	3291	3419
	2,566	2666	2770	2878	2990	3107
	2,622	2725	2831	2941	3056	3175
	2,531	2630	2732	2839	2950	3065
	2,404	2498	2595	2696	2802	2911
	462	480	499	518	538	559
	2,377	2470	2566	2666	2770	2878
	2,461	2557	2657	2761	2868	2980
	2,509	2607	2708	2814	2924	3038
	1,580	1642	1706	1772	1841	1913
	2,385	2478	2575	2675	2779	2888
	2,465	2561	2661	2764	2872	2984
	413	430	446	464	482	501
	2,417	2512	2610	2711	2817	2927
	2,367	2460	2556	2655	2759	2866
	2,530	2629	2732	2838	2949	3064
	2,662	2766	2874	2986	3102	3223
	2,572	2672	2776	2884	2997	3114
	2,711	2816	2926	3040	3159	3282
	763	793	824	856	890	924
	2,531	2630	2733	2839	2950	3065
	2,318	2408	2502	2600	2701	2807
	2,918	3032	3150	3273	3400	3533
	2,188	2273	2362	2454	2550	2649
	2,404	2498	2595	2696	2801	2911
	2,010	2088	2170	2254	2342	2433
JUNI	429	445	463	481	500	519
	2,511	2609	2710	2816	2926	3040
	2,723	2829	2940	3054	3173	3297
	2,683	2787	2896	3009	3126	3248
	2,727	2833	2944	3059	3178	3302
	2,730	2837	2947	3062	3182	3306
	2,625	2727	2834	2944	3059	3178
	1,079	1121	1165	1211	1258	1307
	2,381	2474	2570	2671	2775	2883
	2,756	2863	2975	3091	3212	3337
	2,726	2832	2943	3058	3177	3301
	2,735	2842	2952	3068	3187	3312
	2,818	2927	3042	3160	3284	3412
	2,738	2845	2956	3071	3191	3315
	1,172	1218	1265	1315	1366	1419
	2,612	2714	2820	2930	3044	3163
	2,878	2990	3107	3228	3354	3484
	2,817	2927	3041	3160	3283	3411
	2,922	3036	3154	3277	3405	3538
	2,711	2817	2927	3041	3159	3283
	2,807	2916	3030	3148	3271	3399
	1,344	1397	1451	1508	1567	1628
	2,558	2658	2761	2869	2981	3097
	2,761	2869	2981	3097	3218	3344
	2,672	2776	2884	2997	3114	3235
	2,660	2764	2872	2984	3100	3221
	2,827	2937	3052	3171	3294	3423
	2,741	2848	2959	3074	3194	3319
	1,002	1041	1082	1124	1168	1213
	2,348	2440	2535	2634	2736	2843

JULI	2,529	2628	2731	2837	2948	3063
	2,786	2895	3008	3125	3247	3374
	2,695	2800	2909	3023	3141	3263
	2,451	2546	2645	2749	2856	2967
	2,651	2755	2862	2974	3090	3210
	731	759	789	820	852	885
	2,323	2413	2508	2605	2707	2813
	2,595	2696	2802	2911	3024	3142
	1,522	1581	1643	1707	1773	1843
	2,440	2535	2634	2737	2843	2954
	2,687	2792	2901	3014	3132	3254
	2,771	2879	2991	3108	3229	3355
	762	792	823	855	888	923
	2,493	2590	2691	2796	2905	3019
	2,918	3032	3151	3273	3401	3534
	2,601	2702	2808	2917	3031	3149
	2,592	2693	2799	2908	3021	3139
	2,494	2591	2692	2797	2906	3020
	2,532	2631	2733	2840	2951	3066
	916	952	989	1027	1067	1109
	2,301	2390	2484	2581	2681	2786
	3,013	3130	3252	3379	3511	3648
	3,059	3178	3302	3431	3565	3704
	3,271	3399	3531	3669	3812	3961
	3,415	3548	3686	3830	3980	4135
	3,357	3488	3624	3765	3912	4065
	1,930	2005	2083	2164	2249	2337
	216	225	234	243	252	262
	1,090	1133	1177	1223	1271	1320
	2,084	2165	2250	2337	2429	2523
	1,827	1899	1973	2050	2130	2213
AGUSTUS	1,930	2005	2083	2165	2249	2337
	2,165	2249	2337	2428	2523	2621
	589	612	636	661	686	713
	2,401	2494	2592	2693	2798	2907
	2,468	2564	2664	2768	2876	2988
	2,693	2798	2907	3020	3138	3260
	2,673	2778	2886	2999	3116	3237
	2,539	2638	2741	2848	2959	3074
	2,463	2559	2659	2762	2870	2982
	695	722	750	779	810	841
	2,223	2309	2399	2493	2590	2691
	2,449	2544	2643	2746	2854	2965
	2,524	2622	2724	2831	2941	3056
	2,539	2638	2741	2848	2959	3075
	2,452	2548	2648	2751	2858	2970
	2,439	2534	2633	2736	2842	2953
	478	496	516	536	557	578
	2,337	2428	2523	2621	2724	2830
	2,523	2622	2724	2830	2940	3055
	2,558	2657	2761	2869	2981	3097
	2,382	2475	2571	2672	2776	2884
	2,395	2488	2585	2686	2790	2899
	2,520	2618	2720	2826	2937	3051
	377	392	407	423	439	456
	2,774	2882	2995	3111	3233	3359
	2,885	2998	3114	3236	3362	3493
	2,573	2673	2778	2886	2998	3115
	2,508	2606	2707	2813	2923	3037
	2,469	2566	2666	2770	2878	2990
	2,183	2268	2357	2448	2544	2643
	276	287	298	310	322	334

SEPTEMBER	2,389	2482	2579	2680	2784	2893
	2,632	2735	2841	2952	3067	3187
	2,460	2556	2656	2759	2867	2978
	2,110	2192	2277	2366	2458	2554
	2,566	2666	2770	2878	2990	3107
	2,347	2439	2534	2633	2735	2842
	405	421	438	455	472	491
	2,576	2676	2781	2889	3002	3119
	2,516	2614	2716	2822	2932	3046
	2,652	2755	2863	2975	3091	3211
	2,517	2616	2718	2824	2934	3048
	2,453	2548	2648	2751	2858	2970
	2,409	2503	2601	2702	2807	2917
	460	478	497	516	536	557
	2,475	2572	2672	2776	2884	2997
	2,607	2709	2814	2924	3038	3157
	2,617	2719	2825	2935	3049	3168
	2,647	2751	2858	2969	3085	3205
	2,530	2629	2731	2838	2948	3063
	2,457	2553	2652	2756	2863	2975
	453	471	489	508	528	548
	2,675	2780	2888	3001	3118	3239
	2,691	2796	2905	3018	3136	3258
	2,656	2760	2868	2980	3096	3216
	2,527	2625	2727	2834	2944	3059
	2,540	2640	2742	2849	2961	3076
	2,406	2500	2597	2699	2804	2913
	443	460	478	497	516	536
	2,404	2498	2595	2697	2802	2911
	2,448	2544	2643	2746	2853	2965
OKTOBER	2,656	2760	2867	2979	3095	3216
	2,762	2869	2981	3097	3218	3344
	2,650	2753	2861	2972	3088	3209
	2,540	2639	2742	2849	2960	3075
	447	464	482	501	520	541
	2,640	2743	2850	2961	3076	3196
	2,767	2875	2987	3103	3224	3350
	2,571	2671	2775	2883	2996	3113
	2,639	2742	2849	2960	3076	3196
	2,497	2595	2696	2801	2910	3024
	2,531	2630	2732	2839	2949	3064
	533	554	575	598	621	645
	2,564	2664	2768	2876	2989	3105
	2,765	2873	2985	3101	3222	3348
	2,693	2798	2907	3020	3138	3260
	2,705	2811	2920	3034	3153	3276
	2,490	2587	2688	2793	2902	3015
	2,553	2652	2756	2863	2975	3091
	429	445	463	481	500	519
	2,611	2712	2818	2928	3042	3161
	2,693	2798	2907	3020	3138	3260
	2,647	2751	2858	2969	3085	3206
	2,545	2644	2747	2854	2965	3081
	2,622	2725	2831	2941	3056	3175
	1,943	2019	2097	2179	2264	2352
	337	350	364	378	393	408
	2,720	2826	2937	3051	3170	3294
	2,680	2784	2893	3006	3123	3245
	2,689	2794	2903	3016	3133	3256
	2,728	2834	2945	3060	3179	3303
	2,245	2333	2424	2518	2617	2719

NOVEMBER	2,422	2516	2614	2716	2822	2932
	500	519	540	561	582	605
	2,722	2828	2938	3053	3172	3295
	2,767	2875	2987	3104	3225	3350
	2,802	2912	3025	3143	3266	3393
	2,702	2807	2917	3030	3149	3271
	2,737	2844	2955	3070	3190	3315
	2,634	2737	2843	2954	3070	3189
	441	458	476	495	514	534
	2,628	2730	2837	2947	3062	3182
	2,603	2705	2810	2920	3033	3152
	2,715	2821	2931	3045	3164	3288
	2,662	2766	2874	2986	3102	3223
	2,737	2844	2955	3070	3190	3314
	2,547	2646	2750	2857	2968	3084
	477	495	514	534	555	577
	2,648	2751	2858	2970	3085	3206
	2,809	2918	3032	3151	3273	3401
	2,796	2905	3018	3136	3258	3385
	2,430	2525	2623	2726	2832	2942
	2,588	2689	2793	2902	3016	3133
	2,698	2803	2913	3026	3144	3267
	506	526	546	568	590	613
	2,619	2721	2827	2937	3052	3171
	2,813	2923	3037	3156	3279	3407
	2,729	2835	2946	3060	3180	3304
	2,829	2939	3054	3173	3296	3425
	2,576	2677	2781	2890	3002	3119
	2,468	2565	2665	2768	2876	2989
	500	520	540	561	583	605
DESEMBER	2,773	2881	2994	3110	3232	3358
	2,793	2902	3015	3133	3255	3382
	2,888	3001	3118	3240	3366	3497
	2,888	3000	3117	3239	3365	3496
	2,840	2951	3066	3185	3309	3439
	2,915	3028	3146	3269	3397	3529
	726	754	783	814	846	879
	2,899	3012	3130	3252	3379	3511
	2,841	2952	3067	3187	3311	3440
	2,770	2878	2991	3107	3229	3355
	2,957	3072	3192	3317	3446	3580
	2,905	3018	3136	3258	3385	3517
	2,895	3008	3125	3247	3374	3505
	0	0	0	0	0	0
	2,975	3091	3212	3337	3467	3602
	2,920	3034	3152	3275	3403	3536
	2,918	3032	3150	3273	3401	3533
	2,902	3015	3133	3255	3382	3513
	2,866	2978	3094	3214	3340	3470
	2,774	2882	2995	3111	3233	3359
	969	1007	1046	1087	1129	1173
	2,664	2768	2876	2988	3104	3226
	2,931	3045	3164	3287	3416	3549
	2,946	3061	3180	3304	3433	3567
	1,815	1886	1960	2036	2115	2198
	2,644	2747	2854	2966	3081	3201
	2,682	2786	2895	3008	3125	3247
	844	877	911	947	984	1022
	2,811	2921	3035	3153	3276	3404
	2,892	3004	3122	3243	3370	3501
	2,419	2513	2611	2713	2819	2929

## Kapal Widuri

NMCOMMON	LASTPORT	INPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URAIAN	NM/INCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	LDTIME	SPEED
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,080.76	0.38	4.15	33.70	15.82
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,081.27	0.38	4.15	33.70	15.82
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,572.41	0.38	3.15	36.32	15.82
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,572.91	0.38	3.15	36.32	15.82
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,979.86	0.17	4.57	41.20	35.13
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,033.22	0.17	4.57	41.20	35.13
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,083.04	0.40	2.35	38.30	15.16
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,082.89	0.40	2.35	38.30	15.16
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,085.64	0.39	2.56	41.40	15.32
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,086.41	0.39	2.56	41.40	15.32
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,077.62	0.38	6.21	39.30	15.65
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,978.90	1.40	6.22	38.30	4.29
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,031.00	1.40	6.22	38.30	4.29
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,967.80	0.39	3.64	40.70	15.48
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,023.61	0.39	3.64	40.70	15.48
GAS WIDURI	TLS	ERT	247	JKT	DISCHARG	LPG	1,414.82	0.27	1.29	19.90	36.93
GAS WIDURI	TLS	ERT	247	JKT	DISCHARG	LPG	1,472.18	0.27	1.29	19.90	36.93
GAS WIDURI	ERT	JKT	127	TLS	DISCHARG	LPG	3,558.11	0.40	1.79	26.10	12.37
GAS WIDURI	ERT	JKT	127	TLS	DISCHARG	LPG	3,557.51	0.40	1.79	26.10	12.37
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,967.81	0.40	2.78	28.40	14.84
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,023.74	0.40	2.78	28.40	14.84
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,967.95	0.36	2.36	39.30	16.55
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,970.76	0.36	2.36	39.30	16.55
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,968.39	0.38	4.19	57.00	16.00
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,026.33	0.38	4.19	57.00	16.00
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,458.26	0.42	6.12	39.20	14.40
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,513.92	0.42	6.12	39.20	14.40
GAS WIDURI	TLS	SEK	95	TPK	DISCHARG	LPG	4,056.10	0.15	0.82	4.12	20.00
GAS WIDURI	TLS	SEK	95	TPK	DISCHARG	LPG	4,066.56	0.15	0.82	4.12	20.00
GAS WIDURI	SEK	TPK	64	TLS	DISCHARG	LPG	958.01	0.37	5.87	36.80	5.45
GAS WIDURI	SEK	TPK	64	TLS	DISCHARG	LPG	912.55	0.37	5.87	36.80	5.45
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TPK	DISCHARG	LPG	2,992.79	0.25	2.88	47.90	23.60
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TPK	DISCHARG	LPG	2,934.33	0.25	2.88	47.90	23.60
GAS WIDURI	TPK	TPK	180	TLS	DISCHARG	LPG	2,034.64	0.40	2.52	22.00	17.69
GAS WIDURI	TPK	TPK	180	TLS	DISCHARG	LPG	2,031.87	0.40	2.52	22.00	17.69
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,025.10	0.36	5.62	40.60	16.55
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,968.41	0.36	5.62	40.60	16.55
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,971.77	0.35	5.71	44.50	16.94
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,024.65	0.35	5.71	44.50	16.94
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,026.45	-	3.93	44.80	-
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,972.54	-	3.93	44.80	-
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,080.57	0.02	3.69	14.25	288.46
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,080.70	0.02	3.69	14.25	288.46
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	XTS	DISCHARG	LPG	4,985.56	0.36	6.10	44.40	16.75
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	XTS	DISCHARG	LPG	5,042.04	0.36	6.10	44.40	16.75
GAS WIDURI	XTS	JKT	154	XTS	DISCHARG	LPG	4,970.64	0.39	5.33	39.10	15.32
GAS WIDURI	XTS	JKT	154	XTS	DISCHARG	LPG	5,027.19	0.39	5.33	39.10	15.32
GAS WIDURI	XTS	JKT	154	TLS	DISCHARG	LPG	5,023.18	0.36	4.69	42.00	16.75
GAS WIDURI	XTS	JKT	154	TLS	DISCHARG	LPG	4,966.93	0.36	4.69	42.00	16.75
GAS WIDURI	TLS	SMR	393	TLS	DISCHARG	LPG	4,966.79	-	3.77	12.10	-
GAS WIDURI	TLS	SMR	393	TLS	DISCHARG	LPG	5,023.30	-	3.77	12.10	-
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,967.00	1.33	3.83	51.40	4.50
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,023.07	1.33	3.83	51.40	4.50
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,017.10	1.33	2.63	47.70	4.50
GAS WIDURI	TLS	JKT	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,961.10	1.33	2.63	47.70	4.50
GAS WIDURI	TLS	SMR	393	TLS	DISCHARG	LPG	4,966.66	1.00	2.40	49.60	16.00
GAS WIDURI	TLS	SMR	393	TLS	DISCHARG	LPG	5,023.93	1.00	2.40	49.60	16.00
GAS WIDURI	TLS	SMR	393	TLS	DISCHARG	LPG	5,023.67	1.17	4.10	69.50	13.71
GAS WIDURI	TLS	SMR	393	TLS	DISCHARG	LPG	4,972.21	1.17	4.10	69.50	13.71
GAS WIDURI	TLS	SMR	393	TLS	DISCHARG	LPG	4,966.64	0.93	2.56	17.00	17.30
GAS WIDURI	TLS	SMR	393	TLS	DISCHARG	LPG	5,022.79	0.93	2.56	17.00	17.30
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,968.12	0.40	2.52	42.50	15.16
GAS WIDURI	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	5,024.14	0.40	2.52	42.50	15.16
GAS WIDURI	TLS	SMR	393	TLS	DISCHARG	LPG	5,024.97	-	4.04	82.70	-

GAS WIDURI	TPK	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,081.27	0.35	2.02	9.70	16.94
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,080.76	0.35	2.02	9.70	16.94
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	4,572.41	0.35	3.10	8.30	17.35
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	4,572.91	0.35	3.10	8.30	17.35
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,081.75	0.41	3.54	8.70	14.70
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,083.97	0.41	3.54	8.70	14.70
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,082.89	0.36	0.91	9.20	16.55
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,083.04	0.36	0.91	9.20	16.55
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,086.41	0.38	3.83	1.40	16.00
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,085.64	0.38	3.83	1.40	16.00
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,077.62	0.39	1.73	9.30	15.32
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,080.07	0.39	1.73	9.30	15.32
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,080.57	0.40	1.00	9.70	15.00
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,080.35	0.40	1.00	9.70	15.00
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,080.55	0.39	2.69	10.30	15.48
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,080.39	0.39	2.69	10.30	15.48
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	ERT	LOADING	LPG	5,086.42	0.69	0.94	9.50	8.67
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	ERT	LOADING	LPG	5,085.50	0.69	0.94	9.50	8.67
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,080.33	0.40	5.43	9.50	14.84
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,080.46	0.40	5.43	9.50	14.84
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,083.27	0.41	4.25	10.20	14.55
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,080.46	0.41	4.25	10.20	14.55
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,080.90	0.38	2.08	9.60	16.00
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,083.04	0.38	2.08	9.60	16.00
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	4,571.78	0.38	0.75	8.90	15.82
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	4,570.63	0.38	0.75	8.90	15.82
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	SEK	LOADING	LPG	5,080.61	0.33	3.98	9.50	18.46
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	SEK	LOADING	LPG	5,081.08	0.33	3.98	9.50	18.46
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,081.39	2.17	1.24	9.90	2.77
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,080.69	2.17	1.24	9.90	2.77
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,081.13	0.37	1.06	9.40	16.18
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,080.83	0.37	1.06	9.40	16.18
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,081.07	0.40	0.98	9.30	15.16
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,084.19	0.40	0.98	9.30	15.16
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,086.34	0.38	1.58	9.00	15.82
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,083.90	0.38	1.58	9.00	15.82
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,080.57	-	1.38	9.40	-
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	TPK	LOADING	LPG	5,080.70	-	1.38	9.40	-
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,099.48	-	2.79	19.00	-
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,099.35	-	2.79	19.00	-
GAS WIDURI	JKT	XTS		154	JKT	LOADING	LPG	5,084.64	0.41	0.99	9.30	14.70
GAS WIDURI	JKT	XTS		154	JKT	LOADING	LPG	5,084.44	0.41	0.99	9.30	14.70
GAS WIDURI	JKT	XTS		154	JKT	LOADING	LPG	5,080.74	0.38	1.48	9.10	16.00
GAS WIDURI	JKT	XTS		154	JKT	LOADING	LPG	5,080.62	0.38	1.48	9.10	16.00
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	SMR	LOADING	LPG	5,080.74	1.25	1.93	9.00	4.80
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	SMR	LOADING	LPG	5,080.59	1.25	1.93	9.00	4.80
GAS WIDURI	SMR	TLS		393	JKT	LOADING	LPG	5,080.58	0.50	1.96	9.20	32.00
GAS WIDURI	SMR	TLS		393	JKT	LOADING	LPG	5,080.80	0.50	1.96	9.20	32.00
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,074.67	0.96	0.85	9.50	6.26
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	JKT	LOADING	LPG	5,074.93	0.96	0.85	9.50	6.26
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	SMR	LOADING	LPG	5,081.53	1.29	0.69	8.10	4.65
GAS WIDURI	JKT	TLS		147	SMR	LOADING	LPG	5,080.48	1.29	0.69	8.10	4.65
GAS WIDURI	SMR	TLS		393	SMR	LOADING	LPG	5,081.28	1.52	0.71	8.70	10.52
GAS WIDURI	SMR	TLS		393	SMR	LOADING	LPG	5,086.06	1.52	0.71	8.70	10.52
GAS WIDURI	SMR	TLS		393	SMR	LOADING	LPG	5,080.39	1.00	1.10	8.40	16.00
GAS WIDURI	SMR	TLS		393	SMR	LOADING	LPG	5,080.47	1.00	1.10	8.40	16.00
GAS WIDURI	SMR	TLS		393	TPK	LOADING	LPG	5,081.29	0.40	1.10	8.50	40.42
GAS WIDURI	SMR	TLS		393	TPK	LOADING	LPG	5,082.01	0.40	1.10	8.50	40.42
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	SMR	LOADING	LPG	5,081.83	1.31	0.69	8.30	4.57
GAS WIDURI	TPK	TLS		147	SMR	LOADING	LPG	5,082.40	1.31	0.69	8.30	4.57



## Kapal Apoda

NMCOMM	NMTYPE	LASTPORT	INPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URAIAN	NMNCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	LDTIME	SPEED
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,514.15	0.51	5.34	49.90	11.71
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,507.84	0.51	5.34	49.90	11.71
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,575.87	0.44	5.47	48.50	13.71
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,576.06	0.44	5.47	48.50	13.71
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,594.93	0.50	3.80	47.92	12.00
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,601.51	0.50	3.80	47.92	12.00
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,514.79	0.52	8.29	45.30	11.52
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,509.70	0.52	8.29	45.30	11.52
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,573.05	0.49	5.76	54.90	12.31
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,573.45	0.49	5.76	54.90	12.31
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,572.82	0.48	5.23	53.60	12.52
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,573.15	0.48	5.23	53.60	12.52
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	PJG	74	TPK	DISCHARG	LPG	955.43	0.36	1.75	3.90	8.37
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	PJG	74	TPK	DISCHARG	LPG	953.75	0.36	1.75	3.90	8.37
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	PJG	122	TLS	DISCHARG	LPG	4,084.63	0.24	1.80	3.60	21.05
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	PJG	122	TLS	DISCHARG	LPG	4,071.00	0.24	1.80	3.60	21.05
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TLS	0	TPK	DISCHARG	LPG	651.76	0.44	1.06	4.70	-
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TLS	0	TPK	DISCHARG	LPG	983.19	0.44	1.06	4.70	-
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,362.79	0.45	3.81	36.20	13.46
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,054.50	0.45	3.81	36.20	13.46
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,530.25	0.45	3.38	42.40	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,516.13	0.45	3.38	42.40	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,546.89	0.45	5.11	42.90	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,534.24	0.45	5.11	42.90	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,511.44	0.47	2.38	39.30	12.86
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,511.29	0.47	2.38	39.30	12.86
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	PJG	DISCHARG	LPG	4,507.35	0.46	2.97	39.10	1.38
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	PJG	DISCHARG	LPG	4,507.01	0.46	2.97	39.10	1.38
APODA	MEDIUM RANGE	PJG	TPK	122	TLS	DISCHARG	LPG	-	0.49	2.08	29.40	10.17
APODA	MEDIUM RANGE	PJG	TPK	122	TLS	DISCHARG	LPG	3,589.84	0.49	2.08	29.40	10.17
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,626.81	0.44	4.96	33.60	13.71
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,538.85	0.44	4.96	33.60	13.71
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,608.86	0.45	4.90	42.20	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,504.81	0.45	4.90	42.20	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,503.92	0.45	9.63	37.90	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,503.14	0.45	9.63	37.90	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,503.03	0.45	4.98	38.90	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,502.48	0.45	4.98	38.90	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TLS	0	TLS	DISCHARG	LPG	4,497.95	3.14	2.67	20.50	-
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,498.15	0.43	3.15	36.00	13.85
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,498.60	0.43	3.15	36.00	13.85
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,536.85	2.50	1.87	17.50	2.40
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,540.16	2.50	1.87	17.50	2.40
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	SEK	95	TPK	DISCHARG	LPG	2,466.15	0.21	1.50	20.60	14.40
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	SEK	95	TPK	DISCHARG	LPG	2,465.91	0.21	1.50	20.60	14.40
APODA	MEDIUM RANGE	SEK	TPK	64	TLS	DISCHARG	LPG	2,540.57	0.75	1.72	16.40	2.68
APODA	MEDIUM RANGE	SEK	TPK	64	TLS	DISCHARG	LPG	2,540.89	0.75	1.72	16.40	2.68
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	SEK	95	TLS	DISCHARG	LPG	4,498.75	0.38	3.48	59.50	7.83
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	SEK	95	TLS	DISCHARG	LPG	3,788.20	0.38	3.48	59.50	7.83
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	SEK	95	TPK	DISCHARG	LPG	2,465.35	0.18	1.60	6.60	17.14
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	SEK	95	TPK	DISCHARG	LPG	2,465.93	0.18	1.60	6.60	17.14
APODA	MEDIUM RANGE	SEK	TPK	64	TLS	DISCHARG	LPG	2,540.62	0.45	1.22	16.10	4.49
APODA	MEDIUM RANGE	SEK	TPK	64	TLS	DISCHARG	LPG	2,540.60	0.45	1.22	16.10	4.49
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	SEK	95	TPK	DISCHARG	LPG	2,973.71	0.20	4.01	64.80	15.32
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	SEK	95	TPK	DISCHARG	LPG	2,973.81	0.20	4.01	64.80	15.32
APODA	MEDIUM RANGE	SEK	TPK	64	TLS	DISCHARG	LPG	2,106.86	1.73	2.42	-	1.16
APODA	MEDIUM RANGE	SEK	TPK	64	TLS	DISCHARG	LPG	2,107.68	1.73	2.42	-	1.16
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	SEK	95	TPK	DISCHARG	LPG	1,957.50	0.18	1.61	22.80	16.74
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	SEK	95	TPK	DISCHARG	LPG	1,956.88	0.18	1.61	22.80	16.74
APODA	MEDIUM RANGE	SEK	TPK	64	TLS	DISCHARG	LPG	3,048.64	0.52	2.38	23.20	3.84
APODA	MEDIUM RANGE	SEK	TPK	64	TLS	DISCHARG	LPG	3,048.59	0.52	2.38	23.20	3.84
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,496.81	0.46	5.10	42.80	13.09
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,496.86	0.46	5.10	42.80	13.09
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,498.58	0.46	2.13	39.00	13.09
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,497.79	0.46	2.13	39.00	13.09
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,512.15	0.45	3.54	37.40	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,512.88	0.45	3.54	37.40	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,507.01	0.42	4.38	0.90	14.40
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,507.42	0.42	4.38	0.90	14.40
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,498.38	0.47	2.19	34.30	12.74
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,507.98	0.47	2.19	34.30	12.74
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,502.84	0.46	2.11	34.40	12.97
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,502.33	0.46	2.11	34.40	12.97
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	DISCHARG	LPG	4,497.47	0.46	3.85	39.10	13.09

APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,575.87	0.49	0.65	7.60	12.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,576.06	0.49	0.65	7.60	12.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,584.93	1.34	1.77	17.00	4.47
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,601.51	1.34	1.77	17.00	4.47
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,575.86	0.44	3.23	7.70	13.71
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,575.38	0.44	3.23	7.70	13.71
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,573.05	0.51	1.31	9.00	11.80
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,573.45	0.51	1.31	9.00	11.80
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,573.15	7.03	3.23	8.60	0.85
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.82	7.03	3.23	8.60	0.85
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	PJG	LOADING	LPG	5,085.66	0.24	0.80	8.20	25.26
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	PJG	LOADING	LPG	5,099.09	0.24	0.80	8.20	25.26
APODA	MEDIUM RANGE	PJG	TPK	122	PJG	LOADING	LPG	4,130.27	0.37	2.43	28.90	13.64
APODA	MEDIUM RANGE	PJG	TPK	122	PJG	LOADING	LPG	4,145.73	0.37	2.43	28.90	13.64
APODA	MEDIUM RANGE	PJG	TLS	74	TPK	LOADING	LPG	4,571.80	0.53	3.01	9.00	5.67
APODA	MEDIUM RANGE	PJG	TLS	74	TPK	LOADING	LPG	4,573.03	0.53	3.01	9.00	5.67
APODA	MEDIUM RANGE	SIN	TLS	682	TLS	LOADING	LPG	5,069.43	-	1.23	8.80	-
APODA	MEDIUM RANGE	SIN	TLS	682	TLS	LOADING	LPG	5,073.11	-	1.23	8.80	-
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,573.62	0.45	1.01	11.10	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,573.04	0.45	1.01	11.10	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,580.82	0.45	0.71	7.70	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,603.15	0.45	0.71	7.70	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,577.74	0.45	0.97	8.00	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,577.35	0.45	0.97	8.00	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,574.45	0.45	0.75	8.20	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,574.49	0.45	0.75	8.20	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	PJG	122	TPK	LOADING	LPG	3,653.97	0.32	1.49	3.30	15.59
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	PJG	122	TPK	LOADING	LPG	3,654.54	0.32	1.49	3.30	15.59
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,606.50	0.45	0.85	8.30	13.21
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,694.46	0.45	0.85	8.30	13.21
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,674.80	0.45	1.09	8.00	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,573.71	0.45	1.09	8.00	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.60	0.45	2.79	8.00	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,573.05	0.45	2.79	8.00	13.33
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.83	0.47	0.88	7.40	12.74
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.65	0.47	0.88	7.40	12.74
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TLS	LOADING	LPG	4,572.80	-	1.38	7.90	-
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TLS	0	TPK	LOADING	LPG	4,572.77	0.48	3.97	8.10	-
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TLS	0	TPK	LOADING	LPG	4,572.72	0.48	3.97	8.10	-
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.98	0.44	0.88	8.40	13.71
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.87	0.44	0.88	8.40	13.71
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	SEK	LOADING	LPG	5,080.91	0.31	2.77	8.20	19.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	SEK	LOADING	LPG	5,081.22	0.31	2.77	8.20	19.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	SEK	LOADING	LPG	4,573.14	0.46	0.66	7.40	12.97
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	SEK	LOADING	LPG	4,573.00	0.46	0.66	7.40	12.97
APODA	MEDIUM RANGE	SEK	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	5,081.13	0.30	2.04	8.60	10.00
APODA	MEDIUM RANGE	SEK	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	5,081.12	0.30	2.04	8.60	10.00
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	SEK	LOADING	LPG	5,081.49	0.29	2.43	9.30	20.57
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	SEK	LOADING	LPG	5,080.57	0.29	2.43	9.30	20.57
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	SEK	LOADING	LPG	5,081.93	0.69	0.35	5.25	8.67
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	SEK	LOADING	LPG	5,080.81	0.69	0.35	5.25	8.67
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,573.13	0.48	0.97	7.40	12.63
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.92	0.48	0.97	7.40	12.63
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,573.83	0.47	1.02	0.70	12.74
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.33	0.47	1.02	0.70	12.74
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,588.03	0.48	0.90	7.90	12.52
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,588.01	0.48	0.90	7.90	12.52
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,582.36	0.49	0.93	7.40	12.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,581.17	0.49	0.93	7.40	12.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,583.30	0.48	3.25	7.50	12.63
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,573.23	0.48	3.25	7.50	12.63
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,578.09	0.49	2.32	7.60	12.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,577.99	0.49	2.32	7.60	12.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,577.71	0.48	1.16	7.50	12.52
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,573.28	0.48	1.16	7.50	12.52
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,577.97	0.48	2.98	8.60	12.63
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,587.62	0.48	2.98	8.60	12.63
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,573.12	0.49	0.90	8.40	12.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.90	0.49	0.90	8.40	12.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.75	0.49	4.45	4.80	12.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.95	0.49	4.45	4.80	12.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.75	0.49	2.20	8.50	12.31
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.95	0.49	2.20	8.50	12.31
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,578.11	0.49	1.18	7.70	12.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,578.10	0.49	1.18	7.70	12.20
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.52	0.47	1.45	7.80	12.86
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	5,081.08	0.47	1.45	7.80	12.86
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,577.64	0.45	0.63	7.80	13.21
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.94	0.45	0.63	7.80	13.21
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	LOADING	LPG	4,496.75	0.46	5.16	35.00	13.09
APODA	MEDIUM RANGE	TLS	TPK	147	TLS	LOADING	LPG	4,501.77	0.46	5.16	35.00	13.09
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	5,081.71	0.44	0.88	8.20	13.71
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,777.03	0.44	0.88	8.20	13.71
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	5,081.03	0.44	0.74	8.70	13.71
APODA	MEDIUM RANGE	TPK	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	5,081.70	0.44	0.74	8.70	13.71

## Kapal Raggiana

NMCOMMON	NMTYPE	INPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URAIAN	NMNCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	LDTIME	SPEED
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	SBY	DISCHARGE	LPG	2,480.45	0.01	7.61	10.80	722.89
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	SBY	DISCHARGE	LPG	2,471.84	0.01	7.61	10.80	722.89
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	0	XPN	DISCHARGE	LPG	2,092.67	0.38	1.31	12.50	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	0	XPN	DISCHARGE	LPG	2,098.95	0.38	1.31	12.50	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	SBY	DISCHARGE	LPG	3,739.93	-	5.70	6.50	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	SBY	DISCHARGE	LPG	3,756.37	-	5.70	6.50	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	0	XPN	DISCHARGE	LPG	1,270.54	0.44	2.59	7.60	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	0	XPN	DISCHARGE	LPG	1,267.50	0.44	2.59	7.60	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	SBY	DISCHARGE	LPG	2,988.45	-	5.82	24.20	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	SBY	DISCHARGE	LPG	2,975.31	-	5.82	24.20	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	0	XPN	DISCHARGE	LPG	2,110.10	0.38	2.62	17.60	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	0	XPN	DISCHARGE	LPG	2,099.03	0.38	2.62	17.60	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	GRK	200	SBY	DISCHARGE	LPG	2,468.54	0.03	3.55	20.30	273.97
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	GRK	200	SBY	DISCHARGE	LPG	2,485.96	0.03	3.55	20.30	273.97
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	10	XPN	DISCHARGE	LPG	2,033.89	0.36	1.48	12.20	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	10	XPN	DISCHARGE	LPG	2,032.53	0.36	1.48	12.20	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	XPN	DISCHARGE	LPG	2,738.07	-	6.94	18.70	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	XPN	DISCHARGE	LPG	2,719.74	-	6.94	18.70	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	XPN	DISCHARGE	LPG	2,287.30	0.42	1.52	21.50	14.40
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	XPN	DISCHARGE	LPG	2,288.25	0.42	1.52	21.50	14.40
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	GRK	DISCHARGE	LPG	2,230.31	-	4.68	13.40	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	GRK	DISCHARGE	LPG	2,210.82	-	4.68	13.40	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	GRK	10	XPN	DISCHARGE	LPG	2,798.53	0.60	1.95	26.50	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	GRK	10	XPN	DISCHARGE	LPG	2,799.87	0.60	1.95	26.50	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	GRK	350	XPN	DISCHARGE	LPG	3,556.69	1.25	3.32	35.20	6.42
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	GRK	200	XPN	DISCHARGE	LPG	3,562.56	1.25	3.32	35.20	6.42
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	200	XPN	DISCHARGE	LPG	1,506.76	1.08	1.46	18.90	7.44
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	200	XPN	DISCHARGE	LPG	1,514.10	1.08	1.46	18.90	7.44
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	XPN	DISCHARGE	LPG	5,085.95	2.95	6.40	14.42	2.04
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	XPN	DISCHARGE	LPG	5,084.82	2.95	6.40	14.42	2.04
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	GRK	200	XPN	DISCHARGE	LPG	5,031.75	0.39	4.73	12.00	20.65
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	GRK	200	XPN	DISCHARGE	LPG	5,012.68	0.39	4.73	12.00	20.65
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	XPN	DISCHARGE	LPG	4,522.07	0.38	4.70	0.80	15.65
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	XPN	DISCHARGE	LPG	4,513.29	0.38	4.70	0.80	15.65
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	GRK	200	XPN	DISCHARGE	LPG	5,005.15	0.43	5.72	63.20	18.64
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	GRK	200	XPN	DISCHARGE	LPG	4,514.34	0.43	5.72	63.20	18.64
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	147	GRK	DISCHARGE	LPG	5,126.46	3.43	4.13	-	1.75
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	10	XPN	DISCHARGE	LPG	5,035.82	0.50	6.01	3.50	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	SBY	10	XPN	DISCHARGE	LPG	5,026.17	0.50	6.01	3.50	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	404	TLS	DISCHARGE	LPG	5,048.11	0.65	8.58	172.50	24.78
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	404	TLS	DISCHARGE	LPG	5,038.71	0.65	8.58	172.50	24.78
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,033.80	0.73	3.77	76.70	13.61
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,022.69	0.73	3.77	76.70	13.61
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,028.41	0.69	4.43	88.20	14.55
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,023.21	0.69	4.43	88.20	14.55
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,024.24	0.70	4.81	91.50	14.37
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,028.66	0.70	4.81	91.50	14.37
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TPK	147	TPK	DISCHARGE	LPG	5,022.69	0.54	3.12	64.60	11.21
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TPK	147	TPK	DISCHARGE	LPG	5,027.41	0.54	3.12	64.60	11.21
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TPK	147	TLS	DISCHARGE	LPG	4,514.32	0.42	2.71	48.30	14.40
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TPK	147	TLS	DISCHARGE	LPG	4,518.78	0.42	2.71	48.30	14.40
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TPK	147	TLS	DISCHARGE	LPG	4,518.13	0.43	3.24	34.80	13.98
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TPK	147	TLS	DISCHARGE	LPG	4,513.73	0.43	3.24	34.80	13.98
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TPK	147	TLS	DISCHARGE	LPG	4,513.74	0.79	2.19	37.20	7.58
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TPK	147	TLS	DISCHARGE	LPG	4,519.29	0.79	2.19	37.20	7.58
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,025.34	0.72	3.29	60.40	13.95
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,021.37	0.72	3.29	60.40	13.95
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,025.77	0.65	4.65	100.70	15.29
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,021.07	0.65	4.65	100.70	15.29
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,020.77	0.80	3.25	68.20	12.43
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,025.30	0.80	3.25	68.20	12.43
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TPK	DISCHARGE	LPG	5,021.50	0.31	3.79	80.90	32.00
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TPK	DISCHARGE	LPG	5,024.16	0.31	3.79	80.90	32.00
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	102	TLS	DISCHARGE	LPG	5,021.11	0.63	5.29	111.30	6.32
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	102	TLS	DISCHARGE	LPG	5,024.10	0.63	5.29	111.30	6.32
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,021.10	0.67	5.27	113.80	15.00
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,025.07	0.67	5.27	113.80	15.00
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,022.21	0.67	4.76	103.10	15.00
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	5,024.01	0.67	4.76	103.10	15.00

RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	369	SBY	LOADING	LPG	4,570.79	0.41	4.88	10.90	36.74
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	369	SBY	LOADING	LPG	4,573.12	0.41	4.88	10.90	36.74
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	SBY	LOADING	LPG	5,080.74	0.40	2.30	9.50	15.16
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	SBY	LOADING	LPG	5,081.53	0.40	2.30	9.50	15.16
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	SBY	LOADING	LPG	5,085.41	0.45	2.10	9.30	13.46
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	SBY	LOADING	LPG	5,087.48	0.45	2.10	9.30	13.46
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	GRK	LOADING	LPG	4,576.52	0.43	0.63	8.30	13.85
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	GRK	LOADING	LPG	4,575.89	0.43	0.63	8.30	13.85
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	SBY	LOADING	LPG	5,082.50	0.46	0.60	10.00	12.97
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	SBY	LOADING	LPG	5,083.40	0.46	0.60	10.00	12.97
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	0	SBY	LOADING	LPG	5,086.87	0.44	1.69	8.80	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	0	SBY	LOADING	LPG	5,087.98	0.44	1.69	8.80	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	200	GRK	LOADING	LPG	5,130.73	3.36	1.80	13.25	2.38
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	200	GRK	LOADING	LPG	5,145.46	3.36	1.80	13.25	2.38
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	0	SBY	LOADING	LPG	5,085.95	0.44	0.63	8.00	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	0	SBY	LOADING	LPG	5,084.82	0.44	0.63	8.00	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	GRK	LOADING	LPG	5,088.84	0.42	1.63	9.60	14.26
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	GRK	LOADING	LPG	5,092.89	0.42	1.63	9.60	14.26
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	200	SBY	LOADING	LPG	4,573.46	0.43	2.50	9.50	18.46
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	200	SBY	LOADING	LPG	4,577.81	0.43	2.50	9.50	18.46
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	GRK	LOADING	LPG	4,569.69	0.40	2.24	10.20	14.84
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	GRK	LOADING	LPG	5,065.43	0.40	2.24	10.20	14.84
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	200	SBY	LOADING	LPG	5,126.46	0.44	0.77	9.30	18.29
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	200	SBY	LOADING	LPG	5,096.29	0.44	0.77	9.30	18.29
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	GRK	10	SBY	LOADING	LPG	5,088.12	0.40	1.96	9.20	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	GRK	10	SBY	LOADING	LPG	5,083.93	0.40	1.96	9.20	-
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	ERT	LOADING	LPG	5,100.59	1.26	3.10	8.20	4.77
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	XPN	147	ERT	LOADING	LPG	5,096.31	1.26	3.10	8.20	4.77
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,086.37	2.06	0.85	9.30	4.85
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,080.35	2.06	0.85	9.30	4.85
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,080.90	0.76	1.58	10.40	13.14
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,081.02	0.76	1.58	10.40	13.14
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,081.26	0.71	1.13	9.20	14.12
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,082.04	0.71	1.13	9.20	14.12
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	TPK	LOADING	LPG	5,080.67	0.72	1.33	8.00	13.95
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	TPK	LOADING	LPG	5,080.59	0.72	1.33	8.00	13.95
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,573.26	0.44	1.95	8.80	13.71
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.99	0.44	1.95	8.80	13.71
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.55	0.45	2.02	8.00	13.46
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.79	0.45	2.02	8.00	13.46
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,574.14	0.46	2.88	8.20	13.09
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	147	TPK	LOADING	LPG	4,572.90	0.46	2.88	8.20	13.09
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	147	ERT	LOADING	LPG	5,080.77	0.74	0.96	8.80	8.09
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	147	ERT	LOADING	LPG	5,080.55	0.74	0.96	8.80	8.09
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,081.92	0.71	0.98	7.90	14.12
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,080.46	0.71	0.98	7.90	14.12
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,081.90	0.70	2.91	8.80	14.37
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,080.61	0.70	2.91	8.80	14.37
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,080.90	0.71	1.00	8.70	14.12
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,080.96	0.71	1.00	8.70	14.12
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TPK	130	ERT	LOADING	LPG	5,080.88	0.71	1.83	8.40	7.06
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TPK	130	ERT	LOADING	LPG	5,080.78	0.71	1.83	8.40	7.06
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,081.80	0.69	1.05	9.10	14.55
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,080.74	0.69	1.05	9.10	14.55
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,081.80	0.70	0.88	8.40	14.37
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,080.74	0.70	0.88	8.40	14.37
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,080.85	0.70	1.04	0.90	14.29
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	5,081.17	0.70	1.04	0.90	14.29
RAGGIANA	MEDIUM RANGE	TLS	393	ERT	LOADING	LPG	5,081.01	0.69	1.56	8.10	23.27

## Kapal Nusa Bintang

NMCOMMON	INPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URAIAN	NMUNCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	LDTIME	SPEED
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,006.03	0.31	2.80	50.10	9.60
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,138.56	0.80	3.69	6.50	3.77
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,020.79	0.29	2.97	65.40	10.28
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,031.17	0.27	2.02	34.30	11.25
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,004.63	-	3.90	80.10	-
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,004.80	0.27	3.82	67.50	11.25
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,999.30	0.26	2.81	54.60	11.61
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,002.48	0.26	3.49	72.60	11.43
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,017.80	0.26	2.89	63.70	11.61
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,004.78	0.27	2.65	14.50	11.25
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,996.67	0.27	2.46	39.80	11.08
NUSA BINTANG	SEK	95	ERT	DISCHARGE	LPG	2,057.89	0.43	1.36	26.80	6.92
NUSA BINTANG	ERT	147	TLS	DISCHARGE	LPG	4,005.54	0.73	1.12	15.40	8.23
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,010.16	0.27	1.90	40.00	11.08
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,015.08	0.26	2.49	49.50	11.61
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,012.24	0.26	2.96	55.80	11.61
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,004.40	0.27	3.15	56.70	11.08
NUSA BINTANG	ERT	247	SEK	DISCHARGE	LPG	2,924.83	0.45	1.11	21.10	22.43
NUSA BINTANG	SEK	192	TLS	DISCHARGE	LPG	5,078.17	-	1.39	22.80	-
NUSA BINTANG	ERT	247	SEK	DISCHARGE	LPG	1,904.48	0.45	0.73	12.50	22.02
NUSA BINTANG	SEK	192	TLS	DISCHARGE	LPG	6,098.61	0.27	1.50	26.90	30.00
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,035.32	0.26	3.18	55.10	11.43
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,999.19	0.27	2.24	38.60	11.08
NUSA BINTANG	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	8,006.88	1.37	4.69	6.70	7.32
NUSA BINTANG	ERT	247	TLS	DISCHARGE	LPG	7,997.89	1.29	4.10	79.90	7.74
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	8,000.90	0.28	1.75	36.80	10.74
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,995.44	1.27	1.11	22.30	2.37
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,993.75	-	2.66	53.50	-
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,994.42	0.26	4.78	47.40	11.61
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,993.65	0.61	3.90	81.90	4.90
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,995.38	0.31	2.73	55.00	9.73
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	3,932.94	0.26	1.61	20.50	11.43
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,997.15	0.26	1.68	16.20	11.61
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,997.51	0.25	2.40	39.90	11.80
NUSA BINTANG	SEK	95	XPN	DISCHARGE	LPG	3,932.12	9.85	2.06	19.30	0.30
NUSA BINTANG	SBY	147	XPN	DISCHARGE	LPG	4,089.21	-	4.60	39.90	-
NUSA BINTANG	SBY	147	XPN	DISCHARGE	LPG	8,008.91	0.42	3.21	40.00	14.40
NUSA BINTANG	SBY	147	XPN	DISCHARGE	LPG	8,007.76	0.43	5.12	36.70	14.12
NUSA BINTANG	SBY	147	XPN	DISCHARGE	LPG	7,998.31	0.44	4.90	18.70	13.71
NUSA BINTANG	SBY	147	XPN	DISCHARGE	LPG	8,021.06	-	2.98	39.80	-
NUSA BINTANG	GRK	200	XPN	DISCHARGE	LPG	7,997.88	0.44	3.07	62.70	18.29
NUSA BINTANG	GRK	200	XPN	DISCHARGE	LPG	7,996.68	0.43	7.56	21.40	18.46
NUSA BINTANG	SEK	574	TLS	DISCHARGE	LPG	7,999.18	1.31	2.89	0.40	17.52
NUSA BINTANG	TLS	0	TLS	DISCHARGE	LPG	7,994.32	0.28	2.40	51.80	-
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,995.93	0.26	3.76	76.10	11.43
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,995.10	0.27	3.61	75.10	11.08
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,989.19	0.26	1.75	35.50	11.43
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,988.36	0.28	1.96	29.50	10.74
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,997.87	0.27	3.77	72.00	11.25
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,990.05	1.28	3.00	16.30	2.34
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,991.13	0.70	4.11	72.40	4.31
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,990.15	0.28	3.00	63.70	10.59
NUSA BINTANG	SEK	95	TLS	DISCHARGE	LPG	7,988.51	132.10	3.76	76.60	0.02
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,138.56	0.25	1.80	6.10	12.21
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,149.22	0.26	1.76	6.40	11.43
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,159.21	0.27	3.85	6.10	11.25
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,134.08	0.26	1.48	6.60	11.61
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,134.55	0.27	2.46	6.90	11.25
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,129.86	0.28	3.08	6.30	10.59
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,133.92	0.28	1.67	5.70	10.59
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,149.37	0.28	2.83	6.00	10.59
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,136.53	0.28	3.25	6.60	10.59
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,128.66	0.26	2.24	5.80	11.43
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,134.97	0.27	3.25	6.60	11.08
NUSA BINTANG	TLS	247	SEK	LOADING	LPG	8,129.73	0.27	1.77	6.80	37.50
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,139.75	0.27	2.71	6.00	11.08
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,137.42	0.28	1.77	7.00	10.59
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,130.42	-	2.61	7.90	-
NUSA BINTANG	TLS	95	ERT	LOADING	LPG	8,130.99	0.78	1.58	6.70	3.87
NUSA BINTANG	TLS	95	ERT	LOADING	LPG	8,131.22	0.77	2.74	6.50	3.91
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,164.86	0.27	1.38	6.00	11.08
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,129.47	0.27	3.74	7.20	11.08
NUSA BINTANG	TLS	95	ERT	LOADING	LPG	8,139.73	0.73	1.34	6.20	4.11
NUSA BINTANG	TLS	247	ERT	LOADING	LPG	8,132.77	1.98	1.30	6.10	5.05
NUSA BINTANG	TLS	247	SEK	LOADING	LPG	8,131.52	0.25	2.02	2.10	40.68
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,129.31	0.28	1.72	6.98	10.59
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,124.97	0.29	3.30	6.00	10.43
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,129.88	0.29	1.61	7.10	10.43
NUSA BINTANG	TLS	95	SEK	LOADING	LPG	8,129.58	0.28	1.60	6.30	10.59

## Kapal Artemis

NMCOMM	INPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URAIAN	NMNCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	LDTIME	SPEED
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.12	1.23	2.22	23.40	11.43
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,548.57	1.26	2.94	22.70	11.09
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,551.99	1.23	2.90	23.80	11.39
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,566.06	1.13	1.88	26.10	12.44
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,556.60	1.15	3.21	23.60	12.22
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.75	1.19	3.52	23.60	11.79
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,537.28	1.22	2.95	1.00	11.51
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.14	1.27	2.04	24.50	11.05
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,543.66	1.27	3.17	22.90	11.02
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,545.40	1.14	2.15	23.10	12.31
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,550.63	1.29	2.60	24.30	10.84
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,545.61	1.23	2.82	22.50	11.39
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,544.07	1.13	3.76	24.50	12.44
ARIMBI	CLC	340	TPK	DISCHARGE	LPG	2,547.87	1.53	1.18	19.50	9.13
ARIMBI	CLC	392	XTS	DISCHARGE	LPG	2,548.26	1.12	2.78	24.60	14.28
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,547.69	1.21	4.23	22.00	11.59
ARIMBI	BAL	112	XTS	DISCHARGE	LPG	2,436.99	0.87	3.03	46.40	4.62
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.10	1.49	5.38	0.50	9.39
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,518.73	1.22	4.34	26.70	11.47
ARIMBI	SMR	360	JKT	DISCHARGE	LPG	2,535.93	0.90	0.92	15.10	16.67
ARIMBI	CLC	385	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.43	1.23	3.29	26.20	13.06
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.92	1.20	4.05	25.50	11.67
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,469.93	2.16	1.78	6.00	6.47
ARIMBI	SMR	360	TPK	DISCHARGE	LPG	2,542.55	0.85	0.88	16.00	17.73
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.57	1.17	3.10	20.30	12.00
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.88	1.18	2.23	27.10	11.91
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,544.30	1.16	4.20	27.00	12.09
ARIMBI	CLC	340	XPN	DISCHARGE	LPG	2,540.69	2.08	2.30	21.50	6.72
ARIMBI	CLC	378	XPN	DISCHARGE	LPG	2,540.93	1.67	1.27	21.70	9.00
ARIMBI	CLC	378	XTS	DISCHARGE	LPG	2,543.77	1.17	3.70	24.10	12.86
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.06	1.16	1.90	21.60	12.04
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,542.31	1.10	1.78	22.00	12.78
ARIMBI	SMR	360	TPK	DISCHARGE	LPG	2,541.15	1.02	0.98	15.80	14.69
ARIMBI	CLC	392	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.33	1.06	2.21	24.00	15.06
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.27	1.10	2.70	23.70	12.78
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.35	1.17	3.27	24.70	12.00
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.18	1.15	4.04	20.10	12.17
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.65	1.10	3.65	10.70	12.68
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.75	1.13	4.72	22.60	12.40
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.29	1.19	2.73	22.30	11.79
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.55	1.17	3.57	23.40	12.00
ARIMBI	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.59	1.39	2.04	25.90	10.09
ARIMBI	BAL	116	TPK	DISCHARGE	LPG	2,541.34	2.27	2.98	49.50	1.76
ARIMBI	XTS	148	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.55	1.30	2.63	16.70	4.60
ARIMBI	SMR	360	XXC	DISCHARGE	LPG	1,727.53	0.44	3.89	23.30	33.96
ARIMBI	SMR	242	CLC	DISCHARGE	LPG	3,761.78	1.73	3.50	27.60	5.80
ARIMBI	CLC	0	XXC	DISCHARGE	LPG	2,540.93	2.85	2.70	20.30	-
ARIMBI	MKS	373	XXC	DISCHARGE	LPG	2,481.37	1.80	7.10	17.00	8.33
ARIMBI	MKS	373	XXC	DISCHARGE	LPG	2,489.54	2.15	4.40	14.00	6.99
ARIMBI	MKS	373	XXC	DISCHARGE	LPG	2,488.25	2.09	1.56	16.70	7.17
ARIMBI	MKS	373	XXC	DISCHARGE	LPG	2,497.44	1.91	4.61	17.70	7.84
ARIMBI	JKT	154	BAL	ETC	NULL	NULL	0.08	0.52	0.75	75.76
ARIMBI	JKT	238	JKT	ETC	NULL	NULL	1.51	0.25	0.70	5.95
ARIMBI	TPK	242	XTS	ETC	NULL	NULL	1.02	0.68	0.80	9.84
ARIMBI	TPK	242	TPK	ETC	NULL	NULL	0.81	0.16	0.90	12.31
ARIMBI	CLC	340	TPK	ETC	NULL	NULL	1.42	6.10	-	9.88
ARIMBI	TPK	392	BAL	ETC	NULL	NULL	0.44	0.63	-	36.57
ARIMBI	TPK	151	SMR	ETC	NULL	NULL	1.13	0.93	-	5.31
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,548.57	1.08	1.23	12.70	12.92
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,551.99	1.10	1.70	13.50	12.78
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,566.06	1.10	0.90	12.40	12.68
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,556.60	1.13	0.83	12.50	12.44
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,540.75	1.13	0.79	13.10	12.44
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,537.28	1.10	0.88	12.70	12.68
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,540.14	1.08	0.88	13.80	12.92
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,543.66	1.04	1.23	13.60	13.44
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,545.40	1.10	0.79	12.70	12.68
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,550.63	1.10	0.86	13.80	12.68
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,545.61	1.08	0.79	13.50	12.97
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,544.07	1.11	0.90	14.80	12.58
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,547.87	0.83	1.90	12.90	16.97
ARIMBI	TPK	392	CLC	LOADING	LPG	2,548.26	1.20	1.55	13.40	13.38
ARIMBI	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,547.69	1.11	1.50	13.30	12.63
ARIMBI	XTS	340	JKT	LOADING	LPG	2,436.99	0.56	2.19	12.60	24.89

## Kapal Ambalat

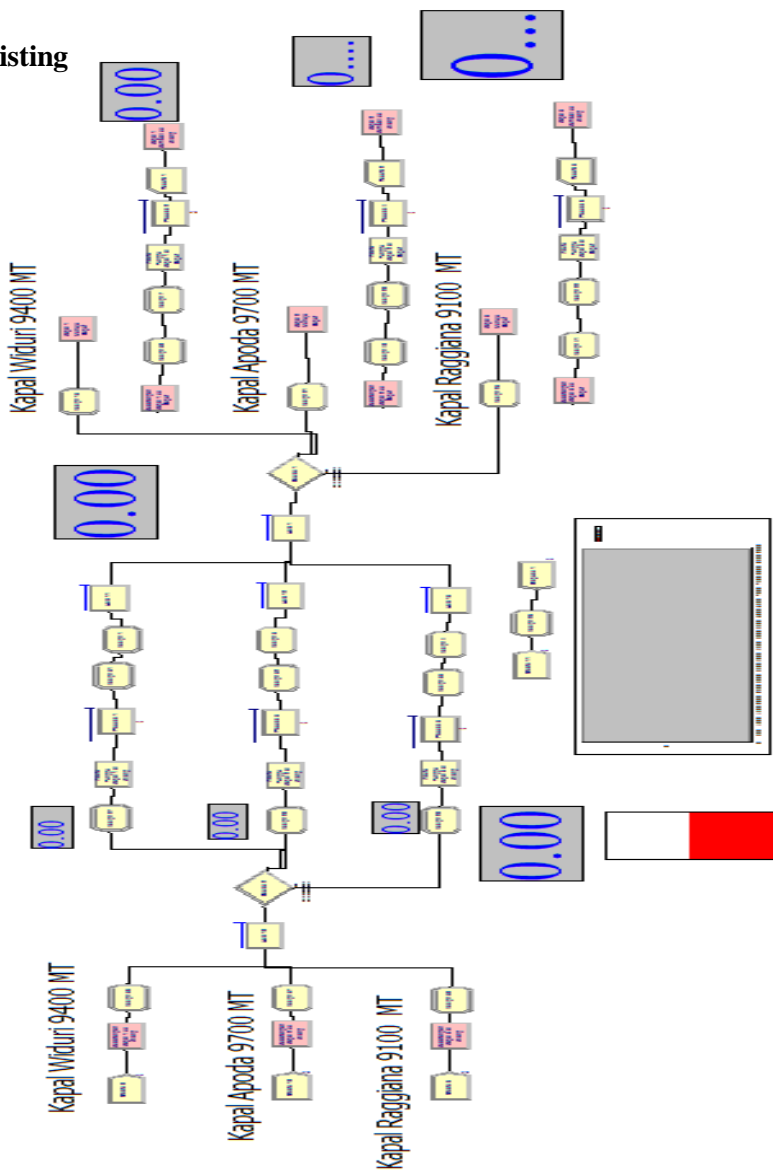
NMCOMMON	INPORT	DISTANCE	NEXTPORT	URAIAN	NMNCAR	LTN	SEADAY	PORTDAY	LDTIME	SPEED
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,547.10	1.09	3.17	25.10	12.82
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,544.56	1.02	4.04	23.30	13.71
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,542.62	1.05	2.87	26.70	13.33
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,552.62	1.03	3.04	25.20	13.55
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.38	1.06	3.00	28.60	13.18
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,542.18	1.03	2.24	23.10	13.60
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,560.84	1.11	2.27	23.80	12.63
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.59	1.17	2.35	22.50	12.00
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.99	1.02	3.31	25.30	13.71
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	5,099.71	1.10	2.32	22.50	12.78
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,549.85	1.10	2.32	22.50	12.78
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	5,099.71	1.13	4.96	29.00	12.44
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.86	1.08	3.03	22.50	12.92
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.82	1.10	1.08	19.30	12.68
GAS AMBALAT	CLC	340	TPK	DISCHARGE	LPG	2,543.49	1.86	1.15	20.00	7.52
GAS AMBALAT	CLC	392	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.12	1.03	4.15	25.40	15.55
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.36	1.02	5.04	1.20	13.71
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,542.99	1.02	1.56	23.70	13.71
GAS AMBALAT	CLC	0	XTS	DISCHARGE	LPG	3,749.82	1.08	6.39	144.50	-
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,544.11	0.97	3.25	29.10	14.42
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.95	1.00	3.31	22.80	14.00
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.92	1.00	5.42	24.40	14.00
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.83	1.03	3.26	31.10	13.55
GAS AMBALAT	SMR	360	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.45	1.10	1.56	28.00	13.58
GAS AMBALAT	JKT	154	XTS	DISCHARGE	LPG	2,548.39	1.07	0.96	16.30	5.60
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.62	0.97	4.05	24.20	14.42
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,542.29	0.98	5.34	21.60	14.30
GAS AMBALAT	BAL	287	XTS	DISCHARGE	LPG	2,542.23	0.73	2.76	45.80	15.09
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.34	1.04	2.13	25.00	13.49
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.48	0.93	1.96	23.97	15.07
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,449.19	1.02	3.96	24.50	13.77
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.75	0.98	2.52	25.10	14.24
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.83	1.93	1.17	3.30	7.27
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.53	0.94	2.38	24.00	14.93
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.89	0.95	2.40	27.40	14.74
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.95	0.96	4.86	24.10	14.61
GAS AMBALAT	SMR	360	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.27	1.08	1.07	17.90	13.85
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.41	1.03	5.02	24.20	13.55
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.31	0.99	2.62	24.90	14.12
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.53	1.15	4.91	23.00	12.22
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.53	1.13	2.56	1.30	12.44
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.39	1.04	2.22	25.80	13.44
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.53	1.06	4.60	26.20	13.18
GAS AMBALAT	TPK	72	XTS	DISCHARGE	LPG	2,441.56	0.43	3.75	18.10	6.92
GAS AMBALAT	MKS	943	BTG	DISCHARGE	LPG	929.18	2.53	1.80	5.80	15.39
GAS AMBALAT	BTG	754	XPX	DISCHARGE	LPG	1,510.31	3.48	4.40	3.00	8.90
GAS AMBALAT	MKS	373	XXC	DISCHARGE	LPG	2,542.21	1.39	5.96	18.00	10.81
GAS AMBALAT	XPX	0	XXC	DISCHARGE	LPG	1,265.75	1.38	5.24	15.20	-
GAS AMBALAT	SMR	360	XTS	DISCHARGE	LPG	3,973.54	1.15	3.25	27.50	13.00
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,543.06	1.08	3.51	23.40	12.92
GAS AMBALAT	CLC	340	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.94	0.32	1.98	8.10	43.64
GAS AMBALAT	SEK	95	XTS	DISCHARGE	LPG	2,540.49	0.28	0.97	13.80	10.59
GAS AMBALAT	SEK	95	XTS	DISCHARGE	LPG	2,541.73	0.34	1.63	15.80	8.78
GAS AMBALAT	SEK	95	TPK	DISCHARGE	LPG	2,526.68	3.20	1.56	19.70	9.94
GAS AMBALAT	MRK	333	TPK	ETC	NULL	NULL	0.23	0.74	-	56.72
GAS AMBALAT	XPX	185	XPX	ETC	NULL	NULL	1.93	-	-	3.64
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,547.10	1.03	0.82	5.70	13.55
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,544.56	0.98	0.83	7.70	14.30
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,542.62	1.00	0.76	5.50	14.00
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,552.62	1.01	0.90	5.40	13.88
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,540.38	0.98	0.99	5.60	14.30
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,542.18	0.98	1.96	5.80	14.30
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,560.84	1.00	1.42	5.50	14.06
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,540.59	0.96	0.92	5.00	14.61
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,540.99	0.96	1.27	5.50	14.55
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,549.85	1.05	0.94	5.20	13.33
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,540.74	0.92	0.78	5.30	15.27
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,540.86	0.95	0.81	5.40	14.74
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,541.82	1.32	0.90	5.30	10.60
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,543.49	3.27	1.35	5.60	4.28
GAS AMBALAT	TPK	392	CLC	LOADING	LPG	2,541.12	1.00	0.89	6.20	16.00
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,541.36	0.94	0.87	6.80	14.93
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,542.99	1.02	0.83	5.20	13.71
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	1,211.87	-	0.24	1.60	-
GAS AMBALAT	CLC	340	CLC	LOADING	LPG	2,537.95	0.95	2.43	-	14.80
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,544.11	0.94	1.42	5.60	14.93
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,541.95	1.04	0.90	7.10	13.44
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,541.92	1.04	1.58	6.00	13.44
GAS AMBALAT	XTS	340	CLC	LOADING	LPG	2,541.83	1.01	1.27	5.60	13.88

## II. Pemodelan Arena

Eksisting

IJUAN LUNJUNG PRUK

SUMBER STS TELUK SEMANGKA

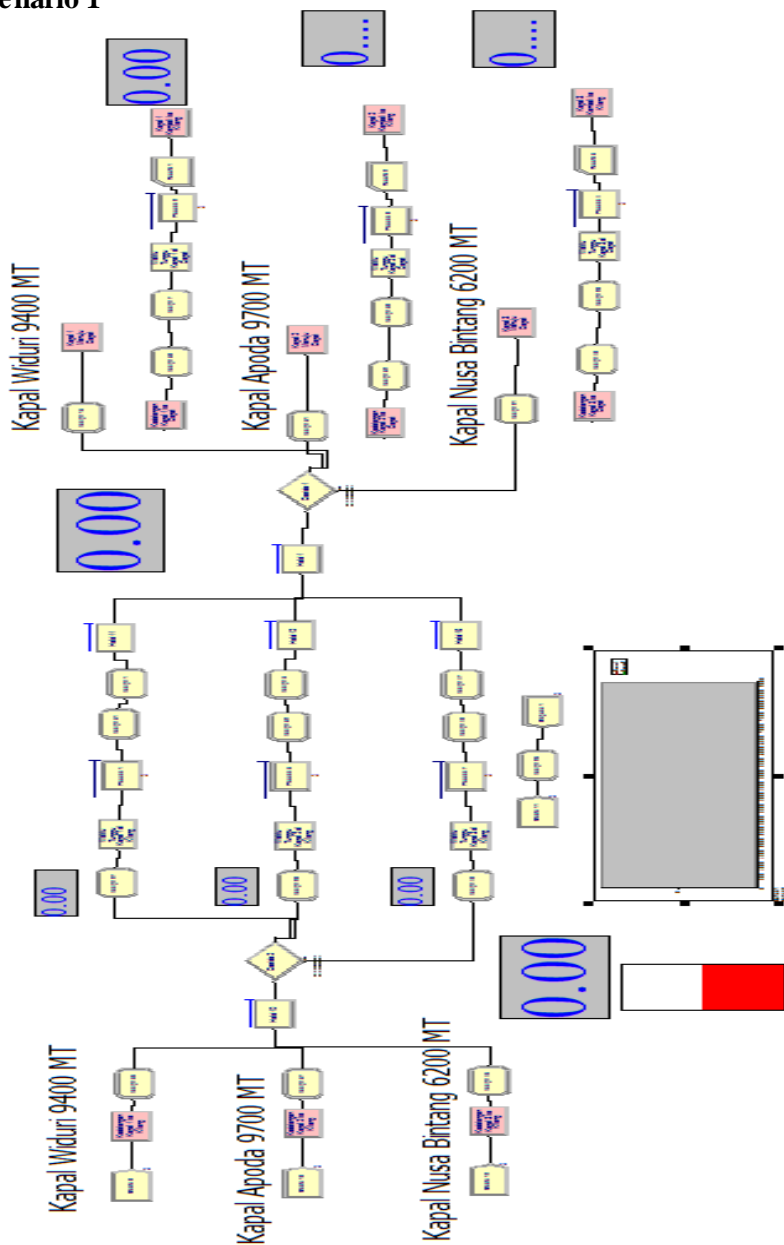




## Skenario 1

TUJUAN TANJUNG PRIOK

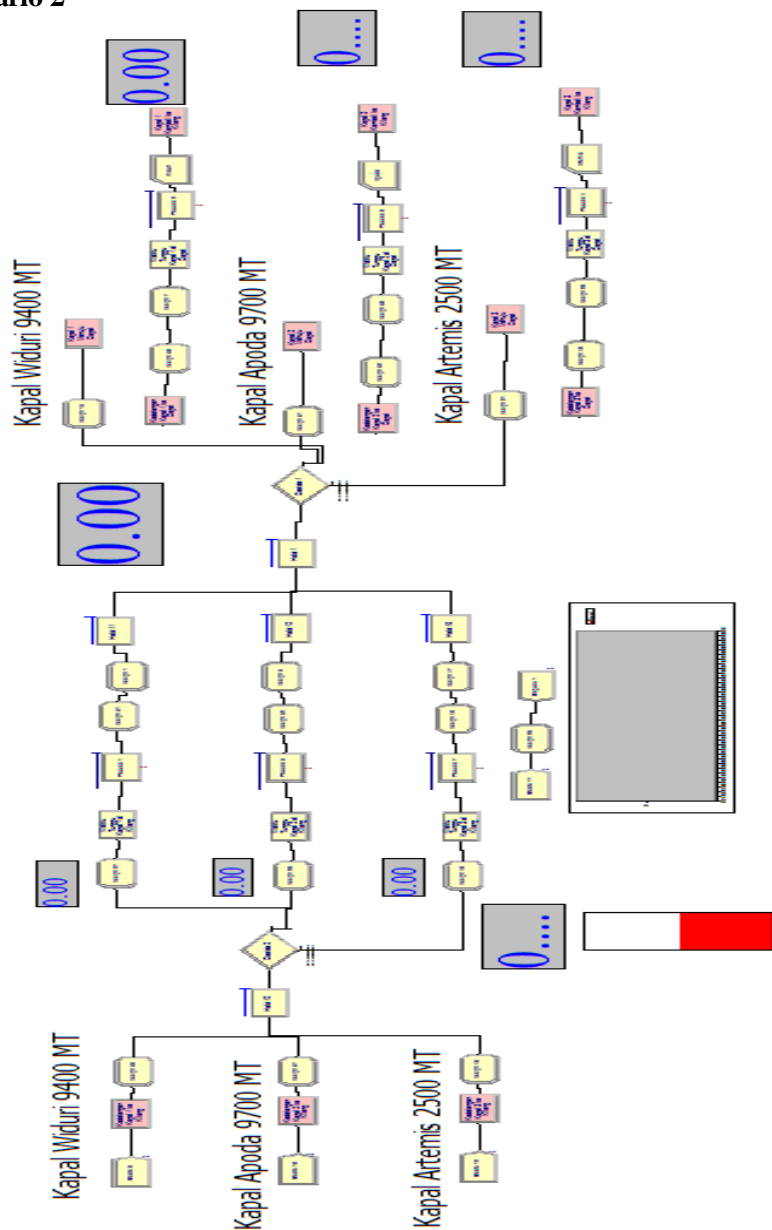
SUMBER STS TELUK SEMANGKA



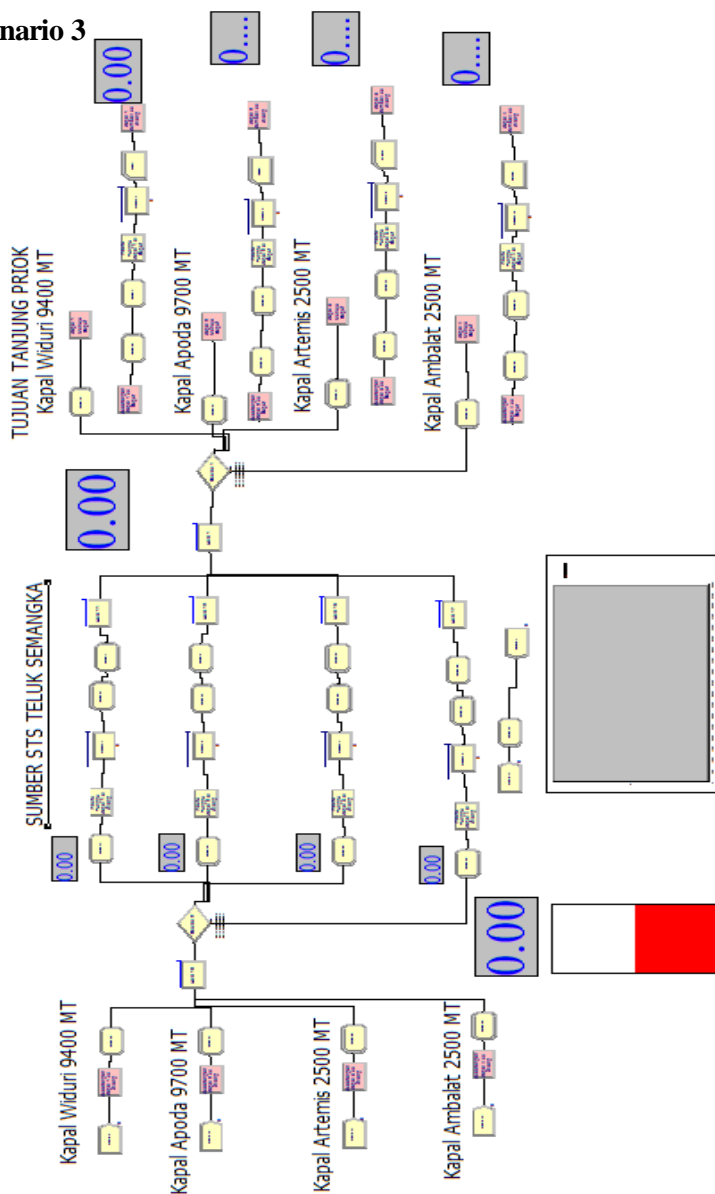
## Skenario 2

TUJUAN TANJUNG PRIOK

SUMBER STS TELUK SEMANGKA



### Skenario 3



### III. Hasil Running Arena

#### Eksisting

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 1 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	177
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	161
Raggiana	9100.0	(Insuf)	9100.0	9100.0	156

Beginning replication 3 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 3 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016<sup>2016</sup>  
Model revision date: 7/18/2016<sup>2016</sup>

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations <sup>ions</sup>
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	170
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	171
Raqqiana	9100.0	(Insuf)	9100.0	9100.0	162

Beginning replication 4 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 4 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	168
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	165
Raqqiana	9100.0	(Insuf)	9100.0	9100.0	159

Beginning replication 5 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 5 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	166
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	169
Raggiana	9100.0	(Insuf)	9100.0	9100.0	165

Beginning replication 6 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 6 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	166
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	169
Raggiana	9100.0	(Insuf)	9100.0	9100.0	159

Beginning replication 7 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 7 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	173
Widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	170
Raggiana	9100.0	(Insuf)	9100.0	9100.0	159

## Skenario 1

### ARENA Simulation Results user

#### Summary for Replication 1 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	177
Nusa Bintang	6200.0	(Insuf)	6200.0	6200.0	211
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	180

Beginning replication 2 of 7

### ARENA Simulation Results user

#### Summary for Replication 2 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	175
Nusa Bintang	6200.0	(Insuf)	6200.0	6200.0	204
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	180



Beginning replication 3 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 3 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	177
Nusa Bintang	6200.0	(Insuf)	6200.0	6200.0	200
Widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	182

Beginning replication 4 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 4 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	167
Nusa Bintang	6200.0	(Insuf)	6200.0	6200.0	215
Widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	183

Beginning replication 5 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 5 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	186
Nusa Bintang	6200.0	(Insuf)	6200.0	6200.0	179
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	192

Beginning replication 6 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 6 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	184
Nusa Bintang	6200.0	(Insuf)	6200.0	6200.0	181
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	191

Beginning replication 7 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 7 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	181
Nusa Bintang	6200.0	(Insuf)	6200.0	6200.0	206
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	185

## Skenario 2

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 1 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	214
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	220
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	230

Beginning replication 2 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 2 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	210
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	225
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	238

Beginning replication 3 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 3 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half Width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	215
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	225
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	213

Beginning replication 4 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 4 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half Width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	214
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	219
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	227

Beginning replication 5 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 5 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	210
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	220
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	225

Beginning replication 6 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 6 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	214
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	218
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	228

Beginning replication 7 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 7 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	216
Widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	223
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	229

### Skenario 3

#### ARENA Simulation Results user

##### Summary for Replication 1 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	219
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	228
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	204
Ambalat	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	167

##### Beginning replication 2 of 7

#### ARENA Simulation Results user

##### Summary for Replication 2 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

#### TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	212
widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	214
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	255
Ambalat	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	218



Beginning replication 3 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 3 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES					
Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	212
Widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	215
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	261
Ambalat	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	222

Beginning replication 4 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 4 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES					
Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	213
Widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	216
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	248
Ambalat	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	218

Beginning replication 5 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 5 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half Width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	211
Widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	216
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	257
Ambalat	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	222

Beginning replication 6 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 6 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half Width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	210
Widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	219
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	259
Ambalat	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	218

Beginning replication 7 of 7

ARENA Simulation Results  
user

Summary for Replication 7 of 7

Project: Unnamed Project  
Analyst: Rockwell Automation

Run execution date : 7/18/2016  
Model revision date: 7/18/2016

Replication ended at time : 43800.0 Hours  
Base Time Units: Hours

TALLY VARIABLES

Identifier	Average	Half width	Minimum	Maximum	Observations
Apoda	9700.0	(Insuf)	9700.0	9700.0	208
Widuri	9400.0	(Insuf)	9400.0	9400.0	219
Artemis	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	268
Ambalat	2500.0	(Insuf)	2500.0	2500.0	212

## BIODATA PENULIS



Penulis dilahirkan di Kota Bekasi, Jawa Barat , 21 Desember 1993. Penulis merupakan anak kedua dari tiga bersaudara yang semuanya adalah laki-laki. Penulis memulai masa studinya di TK Bani Saleh, SD Bani Saleh 6, SMPN 16 Kota Bekasi, SMAN 2 Kota Bekasi. Selesai masa sekolah, pada tahun 2012 penulis memutuskan untuk lanjut studi di tanah rantau yang jauh dari Kota Bekasi. Melalui jalur SNMPTN, penulis berhasil lolos pada pilihan keduanya dengan diterima beasiswa BIDIKMISI di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS serta mendapat NRP 4212100112. Selama masa perkuliahan yang dianggap sebagai laboratorium kehidupannya, penulis aktif mengikuti berbagai kegiatan kemahasiswaan mulai dari staff di organisasi LDK JMMI dan BEM ITS, hingga mendapat amanah sebagai Ketua HIMASISKAL FTK-ITS periode 2014-2015. Dan yang tak dilupakan pula sempat menjadi Calon Presiden BEM ITS tahun 2015-2016 serta membuat komunitas Teknokrat Muda ITS. Penulis turut pula mendapatkan prestasi nasional hingga internasional, antara lain penerima beasiswa mahasiswa berprestasi di Rumah Kepemimpinan Surabaya angkatan 7, Best Presentator Indonesia Maritime Challenge 2015, anggota Marine Solar Boat Team yang berangkat ke Dong Energy Solar Challenge di Belanda tahun 2015. Dalam masa akademiknya, penulis juga aktif sebagai anggota di Laboratorium Keandalan dan Keselamatan (RAMS) Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS.

*Contact Person:* 082331062510 / [fauzanfikri15@gmail.com](mailto:fauzanfikri15@gmail.com)

*Motto :* “Hidup untuk Menhidupi”